



Tiago Belerique Freitas

Licenciado em Energias Renováveis

A bombagem hidroelétrica em Portugal no quadro do mercado ibérico

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Energias
Renováveis – Conversão Elétrica e Utilização Sustentáveis

Orientador: João Miguel Dias Joanaz de Melo, Professor
Auxiliar com Agregação, FCT/UNL.

Co-orientadora: Anabela Monteiro Gonçalves Pronto,
Professora Auxiliar, FCT/UNL.

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves

Arguente: Prof. Doutora Cristina Inês Camus

Vogal: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro de 2015

Copyright Tiago Belerique Freitas, FCT/UNL, UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Quero agradecer à minha família e em especial aos meus pais, por me terem apoiado sempre ao longo deste percurso, permitindo que tal fosse possível.

Ao meu orientador, João Miguel Dias Joanaz de Melo, pela oportunidade que me proporcionou ao permitir a realização deste trabalho, assim como pela disponibilidade, dedicação e partilha dos seus vastos conhecimentos que possuí na área desta dissertação.

Ao Eng.º Pedro Costa da ERSE e ao Eng.º António Sá da Costa da APREN pela disponibilidade no esclarecimento de dúvidas.

Por último também quero agradecer aos meus colegas e amigos, pelo apoio e amizade demonstrada no meu percurso académico.

Resumo

Portugal tem vindo a reduzir na produção de energia elétrica com base nos sistemas convencionais de origem fóssil, em contraste com a forte aposta no sector das energias renováveis, privilegiando essencialmente a energia eólica e hídrica através de projetos de grandes dimensões. A maioria das fontes renováveis são caracterizadas pela sua imprevisibilidade e variabilidade, implicando por vezes défices e excessos de produção conforme os fatores meteorológicos.

As centrais hídricas reversíveis têm a capacidade de armazenamento de energia, através da bombagem de água nos períodos em que existem excessos de produção de energia elétrica, turbinando-a nas horas em que existe maior procura. Esta funcionalidade tem sido alegada para a implementação de um conjunto de novos aproveitamentos hidroelétricos deste tipo no país.

Tendo em conta os aspetos referidos, este trabalho tem como objetivo principal analisar a bombagem hidroelétrica em Portugal, de modo a verificar como é usada a capacidade de bombagem já instalada, e se a nova capacidade apresenta ou não benefícios ao país. Esta análise é feita num contexto de mercado ibérico em que são analisadas as interligações entre Portugal e Espanha, tendo em conta a estreita ligação entre a bombagem e a importação/exportação de energia elétrica.

Os resultados do presente estudo indicam que existe um excesso de potência de bombagem atualmente instalada no país. A capacidade instalada ou em instalação ultrapassa o dobro do solicitado, sem contar com novas barragens. Nas condições presentes do mercado a rentabilidade da bombagem é marginal nos empreendimentos existentes e negativa em qualquer empreendimento novo.

Relativamente às interligações e redes internas de Portugal e Espanha, têm sido alvo de constantes reforços, o que contribuiu para uma reduzida percentagem de congestionamentos nas interligações em 2014 e consequentemente preços de mercado diário idênticos entre os dois países na grande maioria do tempo. Nas condições presentes do mercado a oferta é excedentária, encontrando-se já ao nível das metas assumidas para 2030.

Palavras-chave: Bombagem hidroelétrica, diagrama de carga, MIBEL, interligação elétrica, sistema elétrico.

Abstract

Portugal has been reducing the electric energy production based on the systems of conventional fossil origins, in spite of the strong effort to increase the renewable energy sector, favoring essentially both wind energy and hydropower through large projects. The majority of renewable energy is known for their unpredictability and variability, sometimes involving deficit and overproduction depending on the meteorological factors.

The reversible hydro plants have the ability to store energy, through water pumping during the periods in which there is an overproduction of electric energy, powering it through the hours of energetic deficit. This functionality is the reason to build a group of new hydroelectric exploitations of this kind throughout the country.

Based on the aspects I previously referred, the main goal of this assessment is to analyze hydroelectric pumping in Portugal, in order to verify how it is used pumping capacity in already installed and if the new capacity benefits or not the country. This analysis is created on an Iberian market context, in which the interconnections between Portugal and Spain are analyzed, verifying the level of interconnections capacity available so we can conclude if there is or not congestions that will cause different market prices in both countries.

The results of the present study indicate that there is an excessive pumping power on the county nowadays. The installed capacity or the one in progress exceeds the double of the requested, not mentioning the new dams. In the present market conditions of pumping, the efficiency is very low and any new investments bring impairment.

About the interconnections and internal networks between Portugal and Spain, there has been a constant reinforcement, which contributes to a reduced percentage of congestion on the interconnections in 2014 and there for, daily market prices identical between the two countries, at most times. In the present conditions of the market, the offer is surplus, having already achieved the goals for 2030.

Keywords: hydroelectric pumping, load diagram, MIBEL, electrical interconnection, electrical system.

Lista de abreviaturas

CUR – Comercializador de último recurso
DGEG – Direção Geral da Energia e Geologia
EDP – Energias de Portugal
ERSE – Entidade reguladora dos serviços energéticos
EUA – Estados Unidos da América
FMI – Fundo Monetário Internacional
IPMA – Instituto português do mar e da atmosfera
MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
OLMC – Operador Logístico de Mudança de Comercializador
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia Pólo Português
PEER - Programa Europeu Energético para o Relançamento
PIC – Programa de interesse comum
PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNBEPH – Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico
PRE – Produção em regime especial
PRO – Produção em regime ordinário
REE – Rede elétrica de Espanha
REN – Rede elétrica nacional
RND – Rede nacional de distribuição
RNT – Rede nacional de transporte
SEN – Sistema elétrico nacional
UE – União Europeia

Índice de matérias

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Lista de abreviaturas	xi
Índice de matérias	xiii
Índice de figuras	xv
Índice de tabelas	xvii
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Objetivos e âmbito	2
1.3. Estrutura da Dissertação	2
2. Revisão de Literatura	3
2.1. Situação energética atual de Portugal	3
2.2. Sistema elétrico Português	5
2.2.1. Estrutura do sistema elétrico nacional	5
2.2.2. Rede nacional de transporte de energia elétrica	7
2.2.3. Produção e consumo de energia elétrica em Portugal	10
2.2.4. Hidroeletricidade em Portugal	17
2.2.5. PNBEPH	22
2.3. Mercado Ibérico de Eletricidade	25
2.3.1. Objetivos do MIBEL	25
2.3.2. Contexto histórico	25
2.3.3. Organização do MIBEL	26
2.3.4. Interligações elétricas entre Portugal e Espanha	31
2.3.5. Interligações Europeias	33
2.4. Bombagem hidroelétrica internacional	35

3.	Metodologia	39
3.1.	Abordagem geral	39
3.2.	Obtenção da informação	39
3.3.	Séries de dados	40
3.3.1.	Análise das Interligações elétricas entre Portugal e Espanha	40
3.3.2.	Análise à bombagem hidroelétrica instalada e prevista em Portugal	40
3.3.3.	Análise aos fatores que influenciam a bombagem hidroelétrica	41
3.3.4.	Análise aos preços médios de bombagem e produção hidroelétrica.....	42
4.	Resultados	45
4.1.	Análise das interligações elétricas entre Portugal e Espanha	45
4.1.1.	Capacidades de interligação disponíveis.....	45
4.1.2.	Utilização das capacidades disponíveis	47
4.1.3.	Capacidades indicativas para fins comerciais em 2015.....	50
4.1.4.	Preços do mercado diário praticados em Portugal e Espanha em 2014.....	52
4.2.	Bombagem hidroelétrica em Portugal	55
4.2.1.	Número de dias sem bombagem por central hidroelétrica	55
4.2.2.	Consumos e potências de bombagem	57
4.2.3.	Correlação entre a bombagem hidroelétrica e os fatores que a influenciam.....	61
4.2.4.	Tecnologias que influenciam o preço de mercado	71
4.2.5.	Preços praticados quando há ocorrência de bombagem e produção hidroelétrica 74	
4.2.6.	Número de horas em que houve bombagem e produção hidroelétrica	78
5.	Conclusões	81
5.1.	Síntese dos resultados.....	81
5.2.	Desenvolvimentos futuros	82
	Referências bibliográficas	83
	Anexo.....	87

Índice de figuras

Figura 2.1 – Evolução dos consumos de energia primária e final em Portugal entre 2005 e 2014.	3
Figura 2.2 – Evolução da dependência energética em Portugal no período de 2005 a 2014.	4
Figura 2.3 – Potência instalada e ponta máxima mensal.	9
Figura 2.4 – Pontas de consumo ocorridas em 2014 na RNT e na rede pública	10
Figura 2.5 – Evolução da produção de energia elétrica por tecnologia, entre 2007 e 2014.	11
Figura 2.6 – Energia elétrica produzida por tipo de tecnologia em 2014.	11
Figura 2.7 – Diagrama de carga de um dia típico de inverno (22/01/2014).	13
Figura 2.8 – Diagrama de carga de um dia típico de verão (22/08/2014).	13
Figura 2.9 – Evolução da procura da energia elétrica até 2030 (cenário central).	15
Figura 2.10 – Evolução da procura da energia elétrica até 2030 (cenário superior).	15
Figura 2.11 – Evolução do sistema electroprodutor até 2030.	16
Figura 2.12 – Diagrama das fases de produção da energia hidroelétrica.	18
Figura 2.13 – Potência hidroelétrica anual instalada.	19
Figura 2.14 - Exemplo de uma central de albufeira e outra a fio de água.	20
Figura 2.15 - Percentagem da produção hidrelétrica das centrais a fios de água e de albufeira.	20
Figura 2.16 – Localização geográfica dos aproveitamentos hidroelétricos integrante do PNBEPH.	24
Figura 2.17 – Exemplificação das curvas agregadas de oferta e procura do mercado diário.	27
Figura 2.18 – Esquema do processo de formação do preço do mercado diário	29
Figura 2.19 – Horizonte temporal das seis sessões do Mercado Intradiário.	30
Figura 2.20 – Localização das interligações elétricas entre Portugal e Espanha previstas para o final de 2015.	32
Figura 2.21 – Níveis de interligação elétrica previstos em 2020 em relação à potência instalada de cada país.	34
Figura 2.22 – Capacidade instalada e número de centrais hidroelétricas construídas na Europa.	36
Figura 4.1 – Frequência da disponibilidade da capacidade de importação e exportação em função do tempo em percentagem no ano de 2014.	46
Figura 4.2 – Valores da capacidade de interligação disponíveis e ocupados.	47
Figura 4.3 – Movimento comercial nas interligações, entre 2007 e 2014.	48
Figura 4.4 – Nível percentual da capacidade de interligação utilizada em função do número de horas (em percentagem anual) em 2014.	48
Figura 4.5 – Percentagem mensal em que se registou uma utilização da capacidade das interligações acima de 90% em 2014.	49

Figura 4.6 – Preço médio mensal do mercado diário em Portugal e Espanha no ano de 2014. ...	52
Figura 4.7 – Evolução dos preços do mercado diário em Portugal e Espanha no ano de 2014. ...	53
Figura 4.8 – Percentagem de cada mês de 2014 em que ocorreu Market Splitting.	54
Figura 4.9 – Diferenças do preço de mercado diário ocorridas entre Portugal e Espanha em 2014.	55
Figura 4.10 – Numero de dias em que cada central não efetuou bombagem entre 2007 e 2014. ...	56
Figura 4.11 – Pontas de bombagem máximas, médias, mínimas e potência total instalada e prevista.	58
Figura 4.12 – Bombagem máxima, média e mínima mensal no período de 2007 a 2014.	60
Figura 4.13 – Precipitação média por mês no período 2007 – 2014.	61
Figura 4.14 – Precipitação média anual entre 2007 e 2014 em ordem decrescente.	62
Figura 4.15 – Bombagem hidroelétrica vs. Precipitação entre janeiro de 2007 e dezembro de 2014.	63
Figura 4.16 - Bombagem realizada vs. Total instalado em fevereiro de 2014.	64
Figura 4.17 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal Continental entre 2007 e 2014.	65
Figura 4.18 - Potência eólica máxima, média e total instalada em 2014.	66
Figura 4.19 – Bombagem hidroelétrica vs. Energia eólica produzida entre janeiro de 2007 e dezembro de 2014.	67
Figura 4.20 – Bombagem hidroelétrica vs. Importação e exportação de energia elétrica entre janeiro de 2007 e dezembro de 2014.	69
Figura 4.21 – Diagrama de carga do dia 16 de novembro e 1 de dezembro de 2014 em que se registou importação de energia elétrica maioritariamente no período de bombagem.	70
Figura 4.22 - Número de horas de cada mês de 2014 em que cada tecnologia marcou o preço no mercado diário em Portugal.	72
Figura 4.23 – Preço médio do mercado diário vs. Tecnologias que mais vezes marcaram este preço.	73
Figura 4.24 – Preço médio do mercado diário nos períodos de produção e bombagem hidroelétrica vs. Diferença dos preços no cenário 1.	74
Figura 4.25 – Preço médio do mercado diário nos períodos de produção e bombagem hidroelétrica vs. Diferença dos preços no cenário 2.	76
Figura 4.26 – Número de horas em que ocorreu produção e bombagem hidroelétrica vs. Energia produzida e bombada em 2014.	78

Índice de tabelas

Tabela 2.1 – Síntese dos principais equipamentos da RNT	8
Tabela 2.2 – Aproveitamentos hidroelétricos integrantes no PNBEPH e situação atual tendo em conta os projetos ativos	22
Tabela 2.3 – Bombagem prevista no PNBEPH e situação atual tendo em conta os projetos ativos	23
Tabela 2.4 – Nível de interligação elétrica em 2014 dos Estados-Membro da União Europeia..	33
Tabela 4.1 – Capacidades indicativas para fins comerciais das interligações ibéricas para 2015	51
Tabela 4.2 – Centrais hidroelétricas com bombagem existentes em Portugal no ano de 2014. ..	55
Tabela 4.3 – Receita resultante do ciclo de bombagem em 2014 no cenário 1	75
Tabela 4.4 – Receita resultante do ciclo de bombagem em 2014 no cenário 2	77

1. Introdução

1.1. Enquadramento

O sector das energias renováveis assume atualmente uma posição privilegiada, decorrente da expansão verificada no sector energético nacional. O desenvolvimento registado pelas energias renováveis em Portugal deve-se em grande parte à criação de metas de produção ambiciosas pelo Estado português, principalmente para a energia eólica, assim como através do incentivo económico por parte do governo para aos agentes apostarem na produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

A energia eólica foi a fonte renovável que registou um maior crescimento nos últimos anos, tendo-se verificado uma forte aposta na instalação de novos parques eólicos. No período entre 2007 e 2014 registou-se um aumento de cerca de 50% da potência eólica instalada no país, perfazendo cerca de 4800 MW instalados no final de 2014 (REN, 2015).

Num sistema elétrico convencional, a produção de energia tem de igualar o consumo a cada instante, pois não pode ser armazenada em grandes quantidades. Deste modo, é necessário que exista uma gestão na produção de renováveis, principalmente nas fontes em que a produção é caracterizada pela sua variabilidade, como a energia eólica e a energia fotovoltaica, pois nem sempre estão disponíveis da mesma forma os recursos do sol e do vento.

As vantagens das centrais hidroelétricas equipadas com bombagem estão associadas a este cenário de produção de energia intermitente. A bombagem hidroelétrica é vista como uma forma de armazenamento de energia que consiste no bombeamento de água para as albufeiras das barragens consumindo energia nas horas em que existe produção excedentária disponível a baixo custo, para posteriormente proceder ao turbinamento da água armazenada, produzindo energia nas horas de ponta, quando a procura é superior.

Este é o principal argumento para a implementação de várias centrais hidroelétricas equipadas com bombagem verificadas recentemente, assim como um conjunto de novos aproveitamentos com bombagem integrados no Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH).

No entanto as novas barragens implicam impactes negativos e irreversíveis, tanto ao nível social como ambiental e correspondem a grandes investimentos financeiros que por vezes não são apenas privados, mas sim investimentos apoiados através de subsídios atribuídos pelo Estado. A própria utilidade destas barragens está em causa, pois representam apenas 0,8% do consumo de energia primária do país e 4,3% do consumo de energia elétrica (GEOTA, 2015).

1.2. Objetivos e âmbito

O principal objetivo desta dissertação é analisar o ciclo de bombagem hidroelétrica em Portugal. É objetivo analisar a capacidade de bombagem instalada e a capacidade futura prevista, perceber como a bombagem está a ser realizada, quais os fatores que influenciam a bombagem e de que forma.

Dada a estreita ligação entre a bombagem e a importação/exportação de energia elétrica, é também objetivo do trabalho analisar as capacidades atuais de interligação elétrica entre Portugal e Espanha.

1.3. Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está dividida em cinco capítulos.

O capítulo 1 visa o enquadramento, os objetivos e âmbito e a estrutura deste trabalho.

No capítulo 2, apresenta-se uma revisão de literatura que serviu de base para a elaboração desta dissertação, e assenta em três tópicos distintos. No primeiro é analisada a situação energética de Portugal, com especial foco para o sistema elétrico português e a sua estrutura. No segundo é analisado o Mercado Ibérico de Eletricidade e por fim é apresentada a experiência da bombagem hidroelétrica internacional com especial destaque para a Europa.

No capítulo 3, é apresentada a metodologia seguida nesta dissertação para a obtenção dos resultados.

No capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos na análise das interligações elétricas entre Portugal e Espanha, assim como os resultados da análise efetuada à bombagem hidroelétrica em Portugal, onde foram estudadas as potências e os consumos de bombagem, os fatores que influenciam a bombagem e foram calculados os preços nos períodos de produção e bombagem hidroelétrica.

No capítulo 5, encontra-se uma síntese das principais conclusões retiradas ao longo da realização deste estudo, assim como sugestões para desenvolvimentos futuros.

No final do documento é apresentado um anexo com as tabelas dos consumos de energia elétrica por fonte, que foram utilizadas neste trabalho.

2. Revisão de Literatura

2.1. Situação energética atual de Portugal

Assim como na maioria dos países a nível mundial, tem-se verificado em Portugal um abrandamento no consumo de energia nos últimos anos. A eficiência energética e conjuntura económico-financeira atual foram as principais causas da redução dos padrões nacionais de consumo energético, perspetivando-se um contínuo abrandamento nos próximos anos. Na figura 2.1 está representada a evolução dos consumos de energia primária e final no período entre 2005 e 2014 em Portugal.

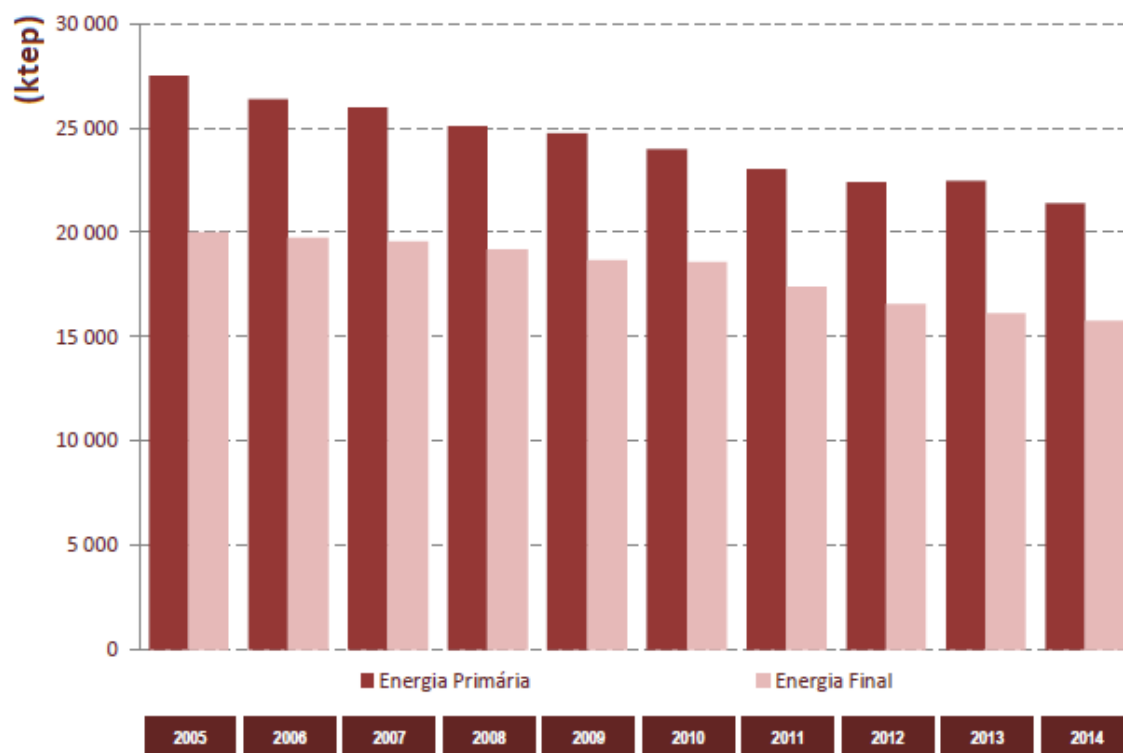


Figura 2.1 – Evolução dos consumos de energia primária e final em Portugal entre 2005 e 2014.

Fonte: (DGEG, 2015).

Após o consumo máximo histórico verificado em 2005 tem-se registado uma constante diminuição nos consumos de energia primária e de energia final. Em 2014 o consumo final de energia sofreu uma quebra de 2,3% e o consumo de energia primária desceu 4,7% face ao ano anterior.

O ano de 2005 ficou também marcado pelo pico de emissão de gases com efeito de estufa a nível nacional. Desde então foram cumpridas as metas do Protocolo de Quioto no período 2008 – 2012, tendo-se registado um decréscimo de 22% em 2012, e perspectiva-se atingir os objetivos previstos de redução de CO_2 para 2020 (Meireles, et al., 2015)

Portugal é um país em que os recursos energéticos não renováveis são escassos, tendo ainda assim um peso muito significativo no mix de consumo de energia. Um dos principais objetivos da atual política energética nacional prende-se com a redução da dependência energética externa. A figura 2.2 representa a evolução da dependência energética entre os anos de 2005 e 2014.

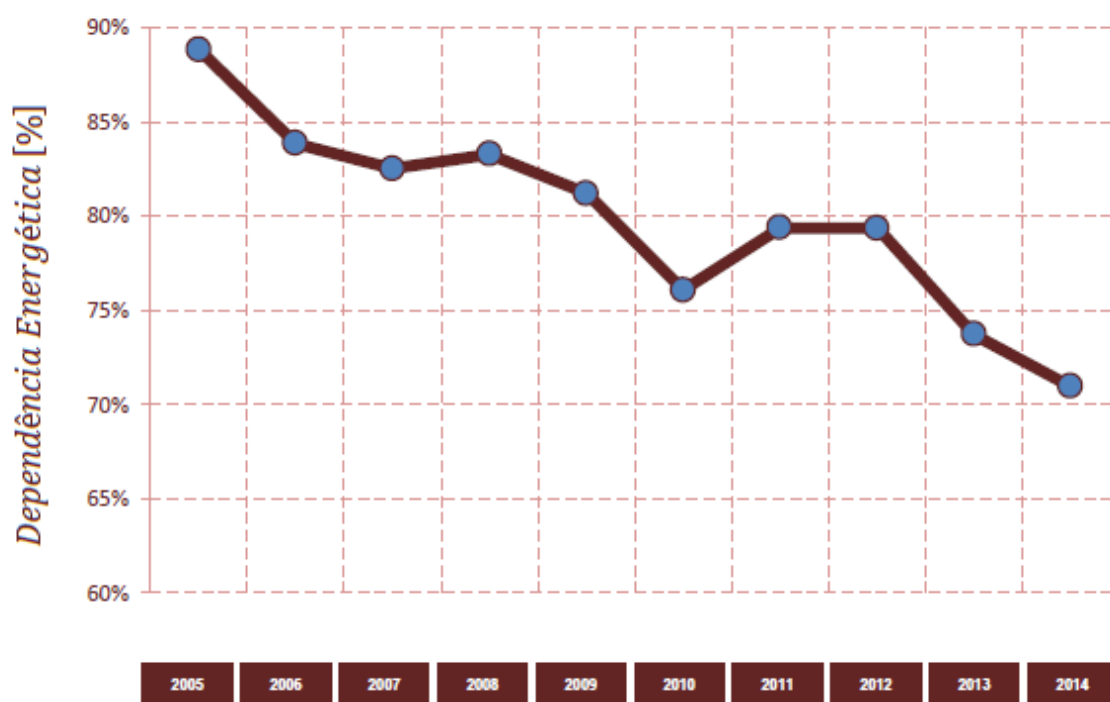


Figura 2.2 – Evolução da dependência energética em Portugal no período de 2005 a 2014.

Fonte: (DGEG, 2015).

A dependência energética, apesar de ainda se situar acima dos 70%, tem registado uma descida progressiva resultante da redução de consumos no sector energético português. No entanto, nos anos em que ocorrem maiores períodos de seca, a dependência energética é influenciada negativamente.

Atualmente tem-se assistido a uma mudança de paradigma energético. Em contraste com o paradigma anterior do séc. XX em que o abastecimento dos grandes centros produtores era efetuado através das grandes centrais termoelétricas, hidroelétricas parques eólicos, e outros tipos de energia fóssil convencional, atualmente começa-se a verificar um novo paradigma em que o sistema elétrico é descentralizado, ligado em rede, onde cada cidadão pode ser

simultaneamente produtor e consumidor de energia elétrica. Para este novo paradigma tem influência direta a energia fotovoltaica mais competitiva, a possibilidade de armazenagem descentralizada de energia e a eliminação dos subsídios aos combustíveis fósseis que, segundo o FMI reduziriam as emissões de CO_2 em 20% (Melo, 2015).

2.2. Sistema elétrico Português

2.2.1. Estrutura do sistema elétrico nacional

O Sistema elétrico Português (SEN) sofreu uma evolução considerável nas últimas décadas, nomeadamente na produção e comercialização de energia elétrica.

O quadro legislativo para o setor elétrico, é atualmente definido pelo Decreto - Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro (na sua atual redação e republicado pelo Decreto -Lei nº 215 - A/2012, de 8 de outubro), e complementado pelo Decreto-Lei nº 172/2006 de 23 de agosto (na sua atual redação e republicado pelo Decreto-Lei nº 215-B/2012, de 8 de Outubro), estabelecem as regras para as atividades no sector elétrico.

O atual SEN consiste numa estrutura organizada que contempla a coexistência de atividades reguladas e não reguladas, nomeadamente a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, assim como a operação dos mercados de eletricidade e a logística na mudança do comercializador (EDP).

Em Portugal Continental cada uma destas áreas é operada independentemente, quer do ponto de vista legal, organizacional ou decisório e devem ser desenvolvidas de acordo com princípios de racionalidade e eficiência na utilização de recursos.

As atividades de produção e comercialização de energia elétrica e a gestão dos mercados de eletricidade organizados são agora exercidas em regime de livre concorrência, mediante atribuição de licença e as atividades de transporte e distribuição, funcionam mediante atribuição de concessões de serviço público.

Neste ponto serão caracterizadas cada uma das seis atividades do SEN anteriormente mencionadas (EDP).

- **Produção**

A produção de energia elétrica é exercida num contexto de livre concorrência submetida a controlo prévio através da emissão de licença ou através de comunicação prévia, dividindo-se em nos dois regimes seguintes:

Produção em regime especial (PRE), relativa à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis excetuando os grandes centros produtores hídricos. Este regime beneficia de tarifas especiais e os operadores qualificados como regime especial

podem vender a energia elétrica ao comercializador de último recurso, atualmente a EDP Serviço Universal, que é obrigado a comprar a energia produzida sob o regime especial português.

Produção em regime ordinário (PRO), que abrange todas as fontes de energia que não integrem a PRE nomeadamente a produção de energia elétrica com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos;

- **Transporte**

O transporte de energia elétrica é efetuado através da concessão pelo estado português a uma única entidade, estando atualmente a concessão rede nacional de transporte (RNT) atribuída exclusivamente à empresa Redes Elétricas Nacionais (REN), que tem por responsabilidade o planeamento, implementação e operação da rede de transporte, da infraestrutura associada e de todas as outras interconexões e outras facilidades necessárias à operação da rede nacional de transporte. É também responsabilidade da REN garantir um sistema eficiente e segurança do abastecimento de energia elétrica.

- **Distribuição**

A distribuição de energia elétrica processa-se através da exploração de duas redes distintas, nomeadamente a Rede Nacional de Distribuição (RND), constituída por infraestruturas de alta e média tensão e pelas redes de distribuição em baixa tensão. A RND é operada através de uma concessão exclusiva exercida em regime de serviço público atribuída pelo Estado português, atualmente concedida à empresa EDP Distribuição.

As redes de distribuição de baixa tensão são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e a EDP Distribuição.

São competências da concessionária da RND, garantir a manutenção da rede de distribuição, assegurando um serviço fiável e seguro, através da análise dos fluxos de energia elétrica na rede.

- **Comercialização**

A comercialização de energia elétrica está inteiramente aberta à concorrência e os comercializadores são livres de comprar ou vender energia elétrica tendo o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Os agentes que pretendem exercer a atividade de comercialização, têm a obrigação de garantir a qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica, bem como disponibilizar informação aos seus clientes de uma forma simples e compreensível.

Está igualmente prevista a existência de um comercializador de ultimo recurso (CUR), que está sujeito à obtenção de licença e vinculado às obrigações de serviço público universal, como a compra de energia resultante do regime especial, independentemente da procura, e o abastecimento aos clientes em BT que o solicitem. Atualmente as funções de CUR são desempenhadas pela EDP – Serviço Universal, S.A..

- **Operação dos mercados**

Os mercados organizados de energia elétrica correspondem a um sistema que visa diferentes modalidades de contratação, tornando mais expedito o encontro da procura e oferta no mercado a prazo, diário ou intradiário.

A operação do mercado de energia elétrica deve ser integrada no âmbito do funcionamento de quaisquer mercados organizados de energia elétrica estabelecidos entre o Estado Português e outros Estados-membros da U.E. Os produtores que operem sob o regime ordinário e os comercializadores, entre outros, podem tornar-se membros do mercado.

Estes mercados operam em regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas conjuntamente pelo ministro das finanças e pelo ministro responsável pelo sector de energia.

- **Logística na mudança de comercializador**

Os consumidores são livres de escolherem o seu fornecedor de energia elétrica, e estando isentos de encargos financeiros se decidirem alterar o seu comercializador.

Será criada uma nova entidade, o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), com o intuito de gerir o processo de mudança de comercializador. Esta entidade deverá ser independente das restantes entidades do SEN, tanto do ponto de vista legal, organizacional como decisório.

Até à criação da OLMC, a ERSE determinou que a gestão da logística para mudar de comercializador deverá ser conduzida pelo operador da rede de distribuição de média e alta tensão, atualmente a EDP Distribuição.

2.2.2. Rede nacional de transporte de energia elétrica

A Rede Nacional de Transporte (RNT) estabelece a ligação entre as centrais e as redes de distribuição, que por sua vez transportam a energia elétrica para os consumidores finais. Por vezes, os grandes consumidores são abastecidos diretamente da rede de transporte, por motivos técnicos e económicos.

Atualmente o sistema elétrico português encontra-se interligado ao sistema elétrico espanhol através de varias linhas elétricas. Esta interligação elétrica é um pilar fundamental

sobre o qual se apoia o MIBEL, sendo assim possível assegurar a concorrência entre os agentes económicos de ambos os países e promover uma otimização económica no fornecimento de energia elétrica.

As linhas aéreas compõem a maior parte da constituição da rede de transporte, sendo os seus níveis de tensão de 400 kV, 220 kV, e 150 kV. A rede de transporte também é constituída por cerca de 95 km de circuitos subterrâneos a 220 kV e um troço de 9 km da linha de interligação Lindoso – Conchas a 132 kV (REN, 2015).

Os comprimentos totais de linhas nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas totais de transformação e de autotransformação nos anos de 2013 e 2014 encontram-se resumidos no quadro seguinte:

Tabela 2.1 – Síntese dos principais equipamentos da RNT

	31-12-2014	31-12-2013
Comprimento das linhas em serviço (km)	8630	8733
400 kV	2467	2434
220 kV*	3601	3565
150 kV**	2561	2734
Potência de transformação em serviço (MVA)	35754	34984
Autotransformação (MAT/MAT)	14040	13410
Transformação (MAT/AT)	21394	21254
Transformação (MAT/AT) ***	320	320
* Inclui 95,2 km em circuitos subterrâneos		
** Inclui 9,0 km do troço da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas		
*** Transformação instalada na Siderurgia Nacional da Maia		

Fonte: (REN, 2015)

A evolução da rede de transporte está diretamente relacionada com a necessidade de ligação aos novos centros electroprodutores e novas subestações de entrega à distribuição, assim como a necessidade de ligação aos novos produtores em regime especial. Esta expansão deverá ser condicionada por questões ambientais e de ordenamento de território devendo os impactes ambientais serem reduzidos através de medidas tais como: remodelação ou reforço das linhas existentes e reutilização de corredores de linha em fim de vida útil.

Na figura 2.3 encontra-se representada a evolução da potência instalada e a ponta máxima entre janeiro de 2007 e maio de 2015 no sistema elétrico português.

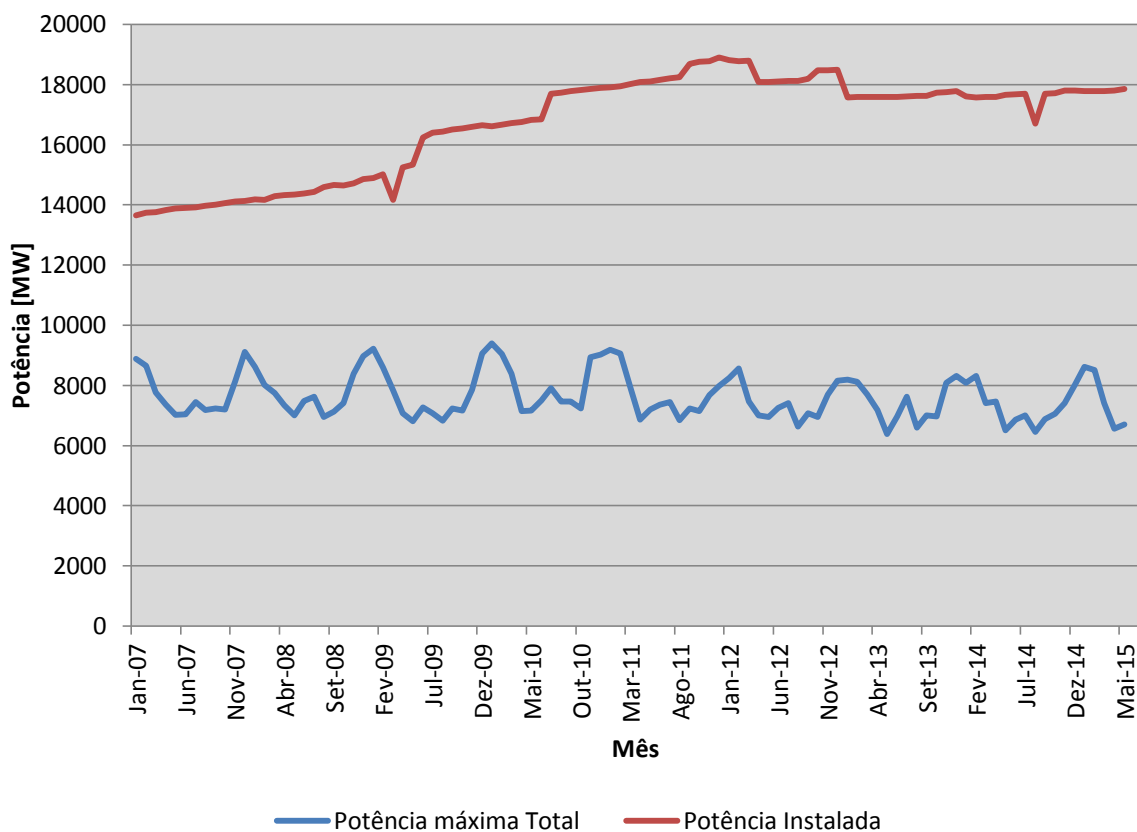


Figura 2.3 – Potência instalada e ponta máxima mensal.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015).

Como se pode verificar, a potência instalada não é utilizada ao máximo. Existe uma percentagem do total de potência instalada que não se encontra disponível. Este facto ocorre devido a vários fatores, nomeadamente por motivos de manutenção programada, falha ou avaria que obrigue à retirada de serviço de algum grupo gerador para regular a ocorrência ou por motivos económicos, em que uma determinada central pode não estar incluída na reserva de potência não lhe sendo atribuído nenhum incentivo pela potência disponível num determinado período. Para além destes factos, é impossível ter todas as energias renováveis a funcionar à potência máxima pois são bastante dependentes dos fatores meteorológicos. Outro fator que leva a uma variação nas diferentes tecnologias são os preços de venda em mercado que variam com os custos marginais de operação das centrais e dos preços dos vários combustíveis utilizados (na secção 4.2.4 desta dissertação são analisadas as tecnologias que mais vezes marcam o preço de mercado).

É possível verificar que no final do período em estudo (maio de 2015), o valor total da potência de produção instalada era de 17863 MW, contrastando com o 13653 MW de potência instalada no início de 2007, tendo-se registado um aumento de cerca de 30%. O pico máximo de potência instalada registou-se no final de 2011 e foi de 18894 MW.

Relativamente às pontas máximas de consumo, o máximo atingido foi de 9403 MW em dezembro de 2007 que correspondeu a 54% do total instalado nesse mesmo mês. Contudo, tem-se verificado uma redução desde 2007 até ao presente, apesar da potência instalada atualmente ser superior à potência instalada em 2007.

Na figura 2.4 encontram-se representadas as pontas máximas verificadas no ano de 2014.

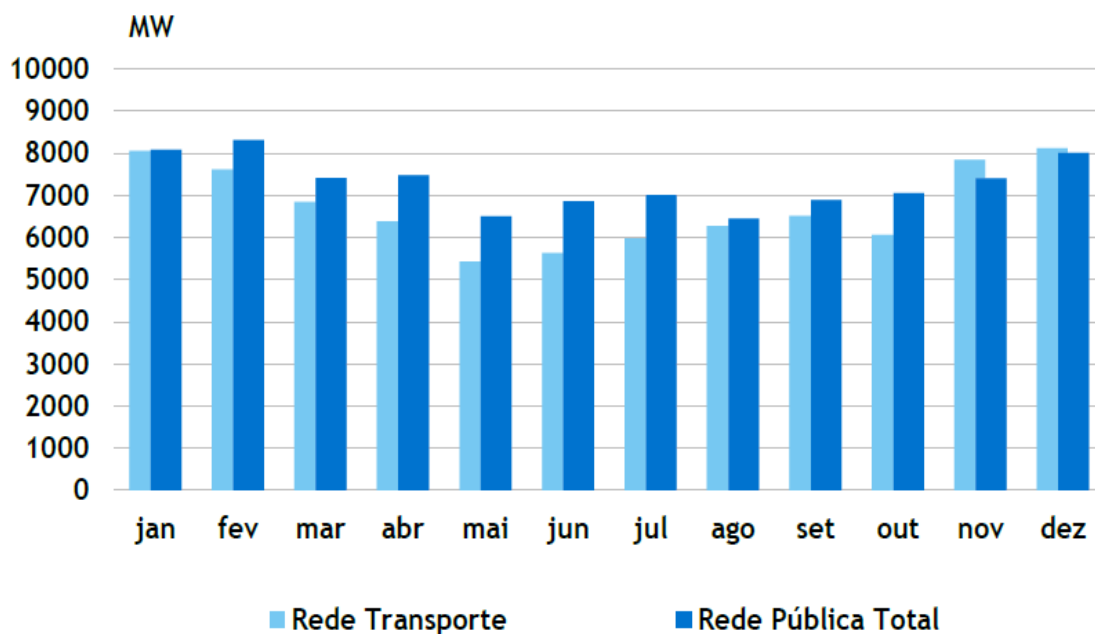


Figura 2.4 – Pontas de consumo ocorridas em 2014 na RNT e na rede pública

Fonte: (REN, 2015).

A potência máxima verificada em Portugal no ano de 2014 foi de 8313 MW registada no dia 4 de fevereiro. Este valor foi inferior em cerca de 1000 MW em relação ao máximo histórico ocorrido em 2010. Este valor é bastante importante no planeamento da rede elétrica nacional, uma vez que a potência disponível terá de ser a necessária para que se produza energia suficiente para se suportar estas pontas máximas (REN, 2015).

2.2.3. Produção e consumo de energia elétrica em Portugal

A produção de energia elétrica tem por objetivo a satisfação do consumo em qualquer momento, o que implica um bom planeamento do sistema de energia elétrica. As políticas energéticas indicam quais as tecnologias em que se deve incentivar o investimento, pretendendo atingir os centros produtores que correspondam às necessidades do consumo e que idealmente deveriam ser os mais vantajosos possíveis em termos económicos e ambientais.

Situação Atual

O consumo de energia elétrica em Portugal é analisado nas figuras seguintes, em que se encontra representada a evolução dos consumos por fonte ao longo dos últimos cinco anos (figura 2.5) e a percentagem de energia elétrica consumida por tipo de tecnologia no ano de 2014 (figura 2.6).

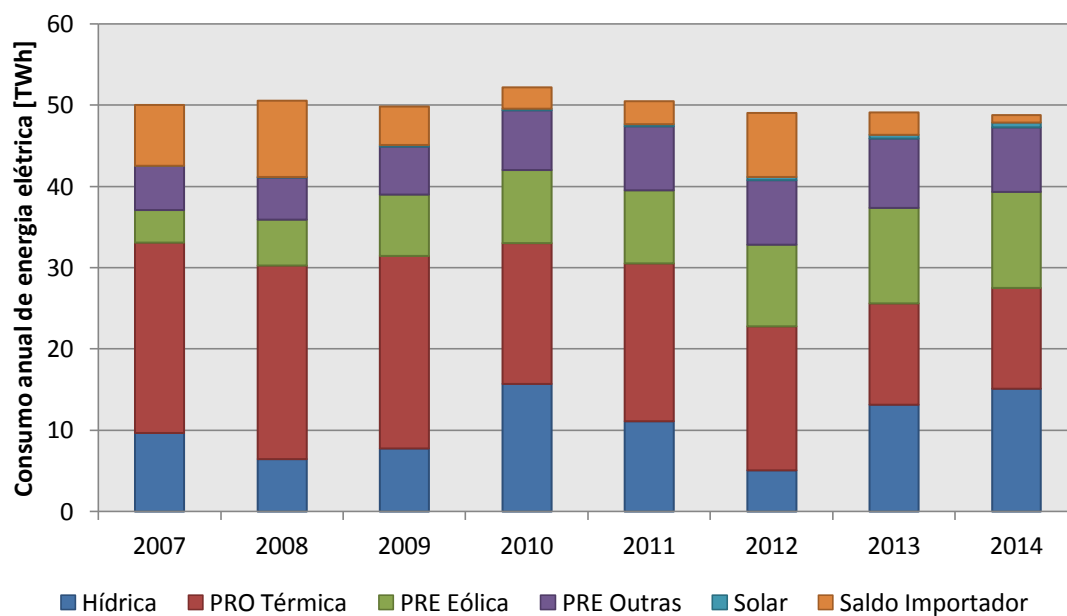


Figura 2.5 – Evolução da produção de energia elétrica por tecnologia, entre 2007 e 2014.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

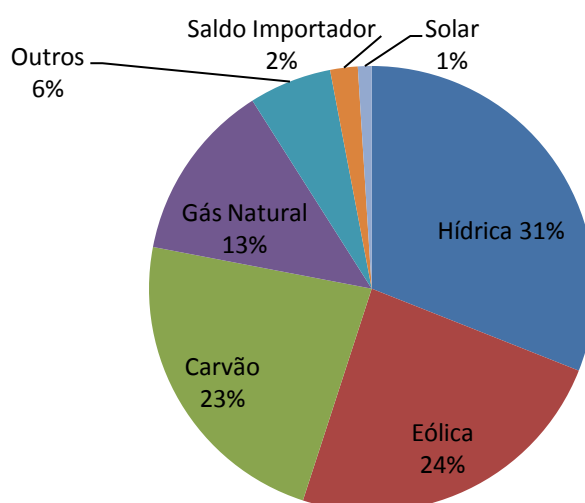


Figura 2.6 – Energia elétrica produzida por tipo de tecnologia em 2014.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

Após um longo período em que se verificava um aumento dos consumos de energia elétrica ano após ano, tem-se assistido nos últimos anos a uma estagnação nos consumos de energia elétrica, não só em Portugal mas em toda a Europa. Com a exceção do ano de 2010 em que se verificou um consumo anual ligeiramente superior a 50 TWh, os consumos registados nos mais recentes anos foram iguais ou inferiores a 50 TWh, o que indica um novo paradigma inclinado para a redução de consumos devido a vários fatores, tais como a atual crise económica e a maior eficiência energética dos equipamentos domésticos e industriais.

No ano de 2014 o consumo de energia elétrica através da rede pública portuguesa foi muito semelhante aos dois anos anteriores, tendo totalizou 48,8 TWh. Este valor corresponde à energia injetada na rede pelos centros produtores renováveis e não renováveis, mais o saldo de trocas internacionais subtraindo o consumo para bombagem.

O valor total do consumo em 2014 foi inferior em 3,4 TWh em relação ao máximo histórico atingido em 2010 de 52,2 TWh.

A produção de origem renovável abasteceu 62% do consumo, tendo contribuído maioritariamente para este valor a produção hidroelétrica e a produção eólica.

Relativamente à produção de energia elétrica com base em tecnologias de origem fóssil, importa referir que o carvão foi a fonte que teve um maior peso, e é de salientar o facto de que o fuel encontra-se praticamente extinto devido aos elevados custos de operação.

O saldo de trocas foi importador, com 0,9TWh correspondendo a 2% do consumo total. Este saldo foi o mais baixo desde 2001 (REN, 2015).

O sistema elétrico sofre várias alterações em cada período específico do ano, que fazem variar os diagramas de cargas diários. Estas alterações são sobretudo consequência dos períodos anuais em que existe um maior consumo energético para aquecimento e também são consequência do número de horas de sol disponível em cada época, resultando numa maior procura de consumo quando este recurso é mais escasso e uma menor procura quando existe mais horas de iluminação natural. As alterações no diagrama de cargas, para além de serem evidentes em cada época do ano, também o são dia-a-dia. Estas variações notam-se sobretudo devido aos hábitos das pessoas, preços das tarifas, e atividades económicas. Também é notória uma diminuição de consumos aos fins-de-semana em relação aos dias de semana, devido à praticamente inexistente atividade industrial nesses dias.

Os seguintes diagramas representam respetivamente um dia típico de inverno e um dia típico de verão.

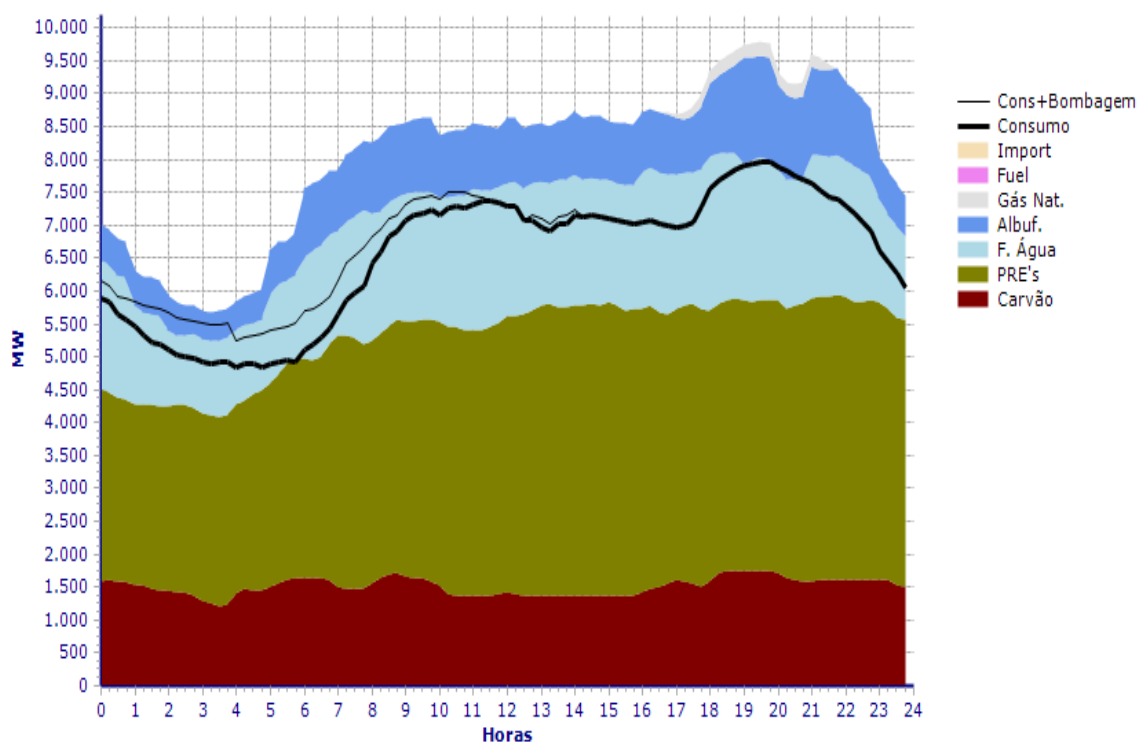


Figura 2.7 – Diagrama de carga de um dia típico de inverno (22/01/2014).

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

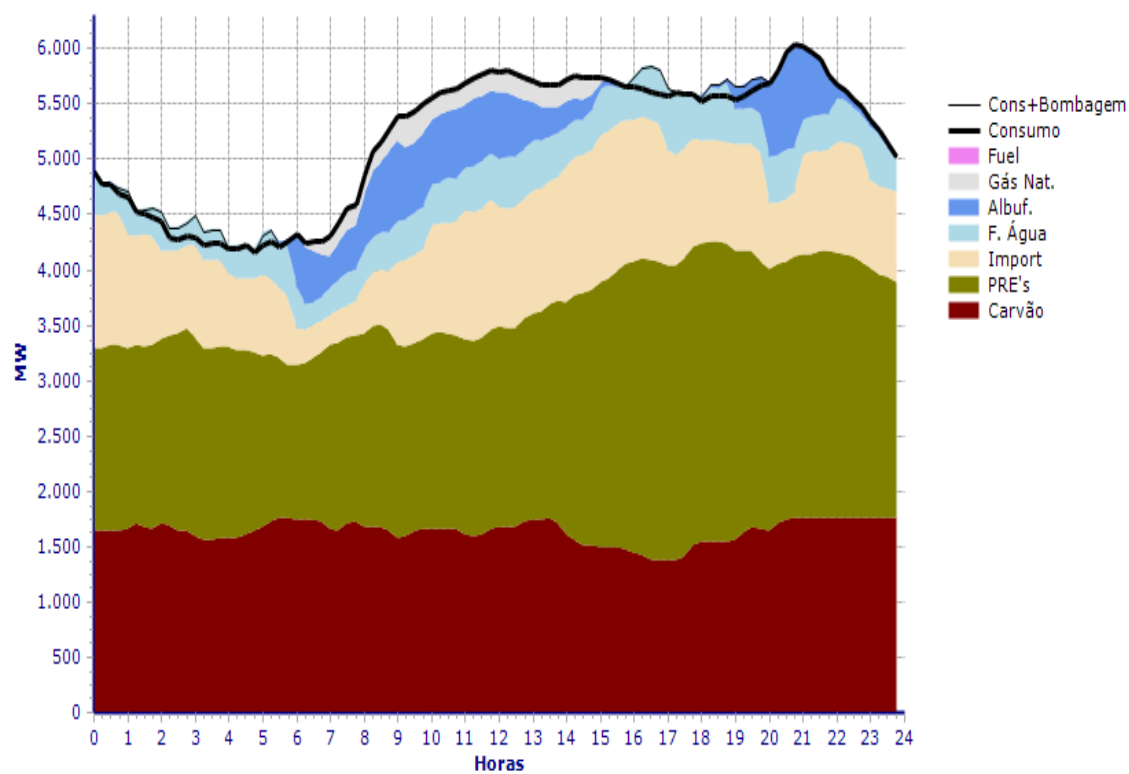


Figura 2.8 – Diagrama de carga de um dia típico de verão (22/08/2014).

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

Numa primeira análise aos dois diagramas de carga, é possível observar que as curvas características do consumo têm uma forma semelhante apesar dos diferentes níveis de consumo, onde o pico de consumo máximo no dia típico de inverno foi de 7959 MW, sendo a ponta do dia típico de verão de 6046 MW.

Também é possível observar as diferenças de consumo nas diferentes horas do dia, como por exemplo, o funcionamento dos sistemas de ar-condicionado é mais frequente no verão, em especial nas horas de maior calor. Já no Inverno, a ponta da noite é mais prolongada devido à frequente utilização de sistemas de aquecimento, consequência do normal decréscimo de temperatura.

Relativamente às tecnologias, o contributo da energia eólica e da energia hídrica foi maior no dia típico de inverno, pois nesta altura do ano as condições meteorológicas favorecem este tipo de tecnologias. No dia típico de verão, o contributo da energia elétrica importada foi significativo e verificou-se um ligeiro aumento da energia elétrica proveniente do carvão.

O dia de maior consumo de energia ocorreu no mesmo dia em que a potência foi máxima, sendo o consumo de 162,5 GWh.

Perspetiva da evolução dos consumos

A previsão de consumo de energia elétrica é muito importante para os produtores e distribuidores, pois a energia elétrica após ser produzida tem de ser consumida imediatamente, uma vez que não é possível fazer o seu armazenamento em grande escala. Assim sendo, a REN efetuou uma previsão de consumo de energia elétrica (REN, 2012), tendo por base um cenário de cumprimento das metas e dos objetivos da política energética definida pelo governo. Esta previsão foi efetuada para o período entre 2013 e 2030, e é constituída pelo cenário Central (figura 2.9) e pelo cenário Superior (figura 2.10), na eventualidade de um crescimento da procura de energia elétrica ser mais elevado em relação ao cenário Central.

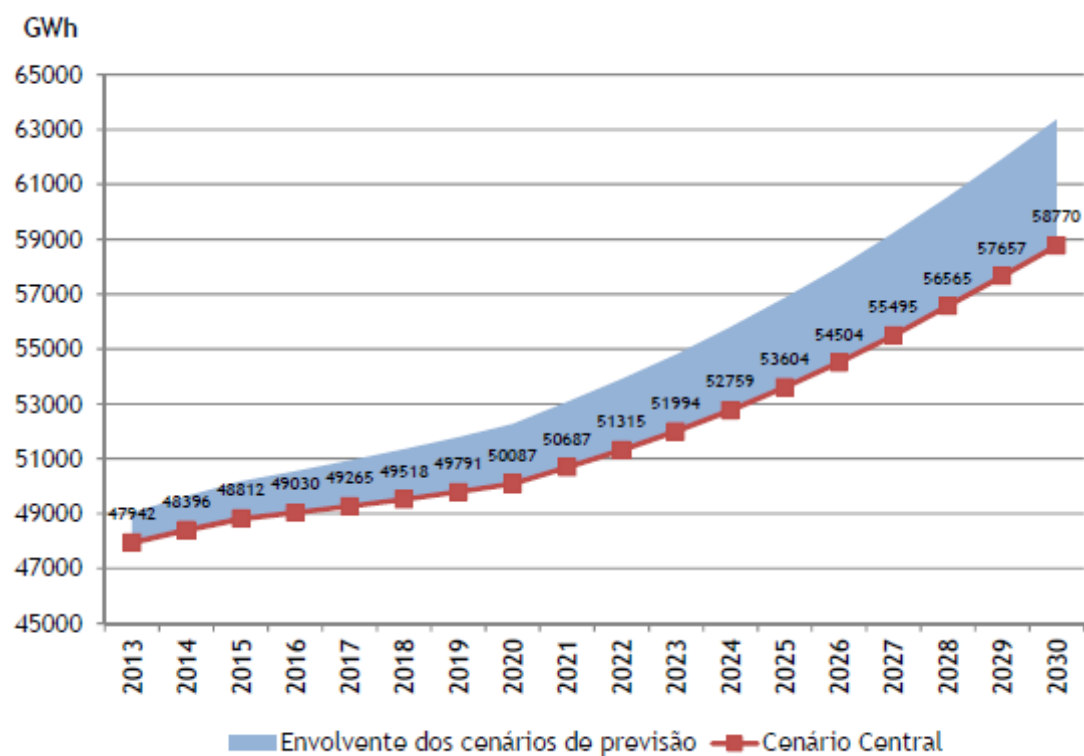


Figura 2.9 – Evolução da procura da energia elétrica até 2030 (cenário central).

Fonte: (REN, 2012)

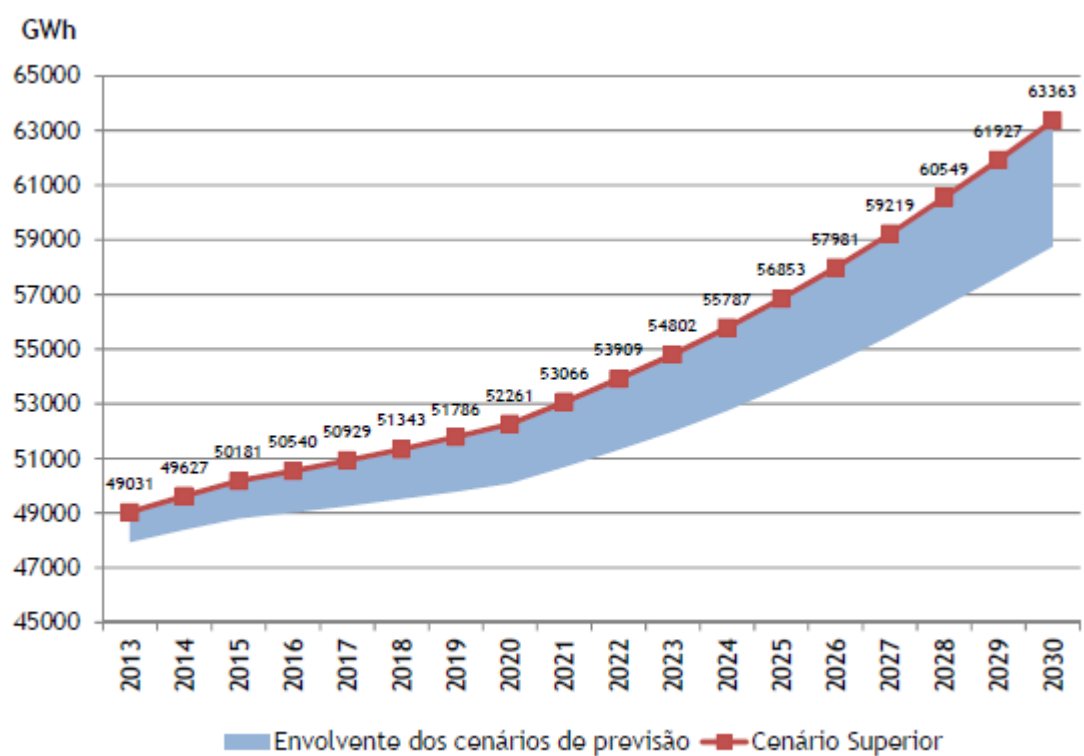


Figura 2.10 – Evolução da procura da energia elétrica até 2030 (cenário superior).

Fonte: (REN, 2012)

Em ambos os cenários a REN prevê crescimentos de consumo, sendo a taxa média de crescimento anual de 1,1% para o cenário central e 1,4% para o cenário superior, verificando-se um crescimento exponencial nos consumos principalmente a partir de 2020.

Estranhamente, em nenhum dos cenários traçados pela REN existe a possibilidade de contínua estagnação dos consumos verificada nos últimos anos, sendo mesmo perspectivado em ambos os cenários e em todos os anos um aumento de consumos face ao ano anterior. Por outro lado, a REN já efetuou anteriores estudos de previsão de evolução de consumos semelhantes ao presente (REN, 2011), em que também previa crescimentos exponenciais que na realidade não verificaram, tendo mesmo acontecido o oposto, registando-se uma redução de consumos.

A evolução do sistema electroprodutor, resultante das desclassificações de centrais existentes e da entrada em serviço das novas centrais de produção previstas, que serviu como base para a previsão dos consumos elétricos está representada na figura 2.11.



Figura 2.11 – Evolução do sistema electroprodutor até 2030.

Fonte: (REN, 2012)

Caso se confirmem estas previsões efetuadas pela REN, a potência instalada em 2030 será cerca de 24500 MW, sendo o Sistema Elétrico Nacional constituído da seguinte forma:

- **Produção em Regime especial (PRE)**

Em 2020 a potência instalada atingirá um total de 8671 MW, e em 2030 a potência PRE será de 10435 MW, correspondendo a um aumento de 70% face ao ano de 2010.

Esta previsão de evolução teve por base as metas propostas até 2020 no exercício de revisão do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER). Para o período 2020 - 2030 foi assumida uma evolução conservadora da potência PRE.

- **Produção em Regime Ordinário (PRO)**

- PRO – Centrais Térmicas

Com a entrada em serviço de duas novas centrais de Ciclo Combinado em 2017 (dois grupos cada) e com o desmantelamento de várias centrais a carvão previstas, nomeadamente a central de Sines em 2018 e a central do Pego em 2022, o sistema electroprodutor térmico de Portugal ficará totalmente dependente das centrais térmicas a Gás Natural. Esta dependência de apenas uma fonte de origem fóssil torna-se preocupante, pois as importações são feitas maioritariamente da Nigéria e Argélia, países politicamente instáveis, podendo assim ficar em causa a segurança de abastecimento, especialmente se ocorrer um ano seco.

- PRO – Grandes aproveitamentos hidroelétricos

A previsão da evolução do parque hidroelétrico teve em conta os aproveitamentos em construção à data, os reforços de potência dos aproveitamentos existentes, assim como os aproveitamentos do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (programa que é desenvolvido com mais detalhe na secção 2.2.5). Neste cenário a potência hídrica atinge 9650 MW em 2022, mantendo-se constante até 2030. Regista-se assim um aumento de 54,6% em relação à potência hídrica instalada em 2014.

2.2.4. Hidroeletricidade em Portugal

A água é um recurso renovável e essencial para a vida humana, que pode ser utilizada para diversos fins, nomeadamente no consumo doméstico, industrial e paralelamente para produção de energia.

A produção de energia hidroelétrica resulta da transformação da energia potencial gravítica, contida na água armazenada na albufeira, em energia cinética. Este processo é realizado através da deslocação de massas de água de uma cota superior para uma cota inferior quando é acionada a válvula de admissão da central. Esta energia é transferida para as pás das turbinas, fazendo-as mover passando assim a energia cinética a energia mecânica. A energia mecânica é convertida em energia elétrica através do alternador.

O potencial hidroelétrico está assim diretamente relacionado com a diferença de nível entre a albufeira e o rio, a jusante da central e com o caudal de água que passa pela turbina.

A figura 2.12 representa as transformações de energia ao longo do processo até a energia elétrica estar pronta a ser consumida.

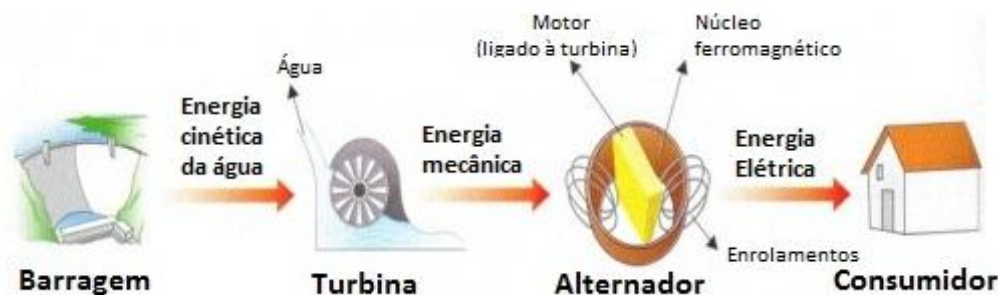


Figura 2.12 – Diagrama das fases de produção da energia hidroelétrica.

Fonte: Adaptado de (Portal Energia, 2009)

A utilização da água para produção de energia elétrica em Portugal teve o seu início na última década do século XIX. Os primeiros aproveitamentos foram criados com o intuito de satisfazer pequenos consumos locais, nomeadamente para alimentar pequenas instalações de iluminação pública e pequenas indústrias (REN, 2002).

A construção do primeiro aproveitamento deste tipo em Portugal teve lugar no rio Corgo e iniciou-se em 1892 tinha uma potência instalada de cerca de 120 kW e uma queda de 25m.

Em 1930 emerge a ideia de se aproveitar a energia dos rios para produção de energia elétrica devido ao desenvolvimento industrial e económico do país. Dez anos mais tarde surge o início da construção de uma rede elétrica em Portugal e em 1950 começa a construção de grandes aproveitamentos hidroelétricos entre os quais Venda Nova, Castelo de Bode, Cabril, Picote. Este foi claramente o período de viragem da hidroeletricidade em Portugal, tendo a potência instalada triplicado com os novos aproveitamentos.

Em 1960, 80% da potência instalada e 95% da energia elétrica consumida em Portugal era de origem hidroelétrica.

Nas décadas de 70 e 80, foram instalados mais 1500 MW de capacidade hidroelétrica, de forma a corresponder ao rápido aumento de consumo.

No ano de 1990 a energia hidroelétrica teve um peso de 35% do consumo total, sendo que a potência hidroelétrica instalada era de 3000 MW. Nesta mesma década entrou em serviço o aproveitamento do Alto Lindoso (630 MW), bem como alguns aproveitamentos mini-hídricos e alguns reforços de potência (REN, 2002).

Desde a década de 90 foram construídas poucas barragens de grande dimensão, mas foram introduzidos diversos reforços de potência em barragens já existentes aumentando a potência instalada em cerca de 2200 MW desde então. Na figura 2.12 observa-se o histórico de potência

hidroelétrica instalada em Portugal, tendo sido atingido os 5270 MW no final de 2014, que corresponde a 29,6% da potência total instalada no país (REN, 2015).

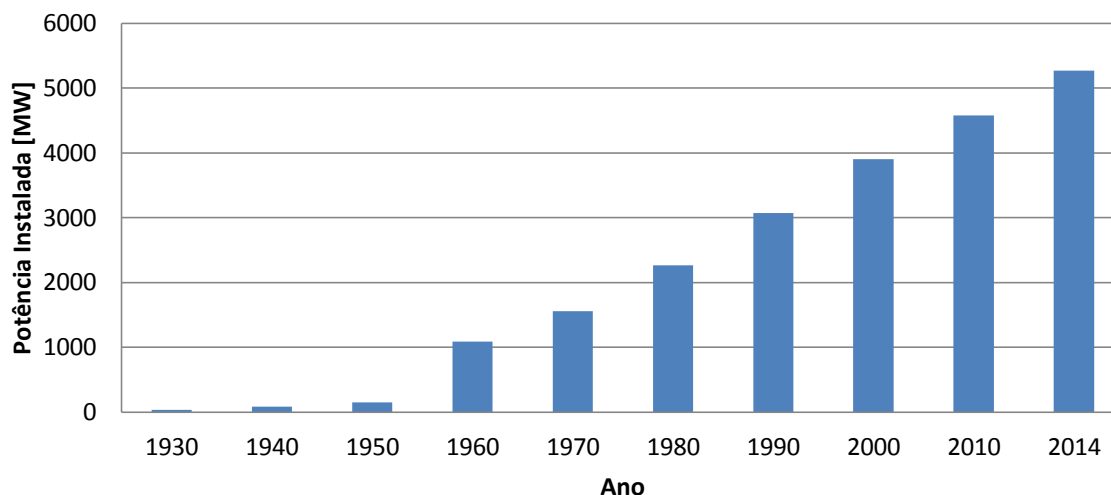


Figura 2.13 – Potência hidroelétrica anual instalada.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

Tipos de centrais hidroelétricas

Em Portugal existem três tipos de centrais hidroelétricas, os aproveitamentos em albufeira, os aproveitamentos a fio de água e as centrais de bombagem.

Os primeiros são caracterizados por possuírem uma grande capacidade de armazenamento de água, criada pela barragem junto à central. Devido à sua grande capacidade de armazenamento, permitem conter grandes quantidades de água nos meses mais húmidos do ano para posteriormente a utilizarem na produção de energia hidroelétrica nos meses mais secos do ano. Um exemplo deste tipo de aproveitamentos em Portugal é a barragem do Alto Lindoso construída em 1993.

Os aproveitamentos a fio de água localizam-se em cursos de água com pouco declive e com caudais inconstantes, ou seja ao contrário das centrais de albufeira este tipo de aproveitamentos não possui um grande reservatório, sendo a água turbinada à medida que o nível de afluência da água o justifica. Um exemplo é a central do Carrapatelo no rio Douro.

Na figura 2.14 é possível observar as centrais anteriormente mencionadas, correspondendo a primeira ao aproveitamento de albufeira e a segunda ao aproveitamento a fio de água.



Figura 2.14 - Exemplo de uma central de albufeira e outra a fio de água.

Fonte: (EDP)

A figura 2.15 representa a percentagem da produção de energia hidroelétrica produzida pelas centrais a fios de água e pelas centrais de albufeira, relativamente à produção total hídrica em regime ordinário verificada no período de 2007 a 2014. Verifica-se que a produção hidroelétrica em Portugal tem um maior contributo das centrais a fios de água relativamente às centrais de albufeira. Observa-se este facto em todos os anos, sendo 58% a média da produção partir de centrais a fio de água e de 42% a partir das centrais de albufeira.

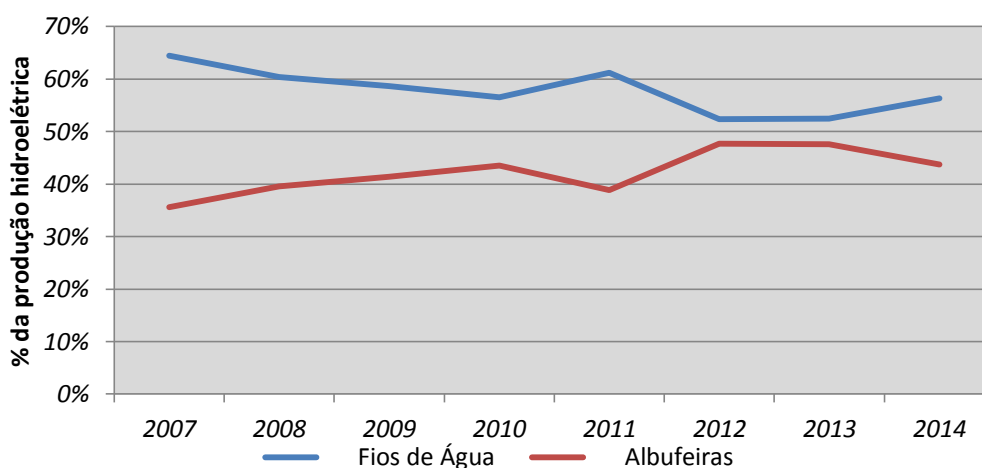


Figura 2.15 - Percentagem da produção hidroelétrica das centrais a fios de água e de albufeira.

Fonte: adaptado de (REN, 2015)

Relativamente às centrais de bombagem, diferem de uma central hidroelétrica convencional na medida em que nestas também é possível efetuar o bombeamento de água de um reservatório a uma cota inferior para um reservatório de cota superior, armazenando assim energia potencial gravítica que posteriormente é utilizada para a produção de energia elétrica quando o modo turbina da central for ativado.

A energia armazenada neste tipo de centrais é principalmente utilizada para nivelar as cargas, ou seja, a água contida na albufeira é tipicamente utilizada para produção de energia elétrica nos períodos de maior consumo. Nos períodos de menor consumo a água volta a ser bombeada, ficando armazenada no reservatório superior. O rendimento resultante de todo o processo deste tipo de centrais varia conforme a tecnologia utilizada, que segundo (MWH, 2009) e (Yang & Jackson, 2015) têm tipicamente um rendimento entre 70% e 80% e afirma-se em (INAG/DGEG/REN, 2007) que a percentagem de rendimento global destas centrais, varia entre 65% e 70%.

Em Portugal a primeira central hídrica com modo de bombagem entrou em funcionamento em 1964 através do aproveitamento do Alto Rabagão com uma potência instalada de 72 MW e uma queda útil de 169m (REN, 2002).

Desde então foram muitas as centrais hídricas reversíveis que entraram em serviço, sendo que algumas delas eram centrais hidroelétricas convencionais que foram requalificadas com equipamento de bombagem. No final do ano de 2014 a bombagem hidroelétrica instalada no país era de cerca de 1250 MW (REN, 2015).

As centrais hidroelétricas reversíveis apresentam virtudes e limitações. De entre os aspetos positivos destaca-se principalmente o facto de esta tecnologia permitir a integração das tecnologias renováveis que apresentam uma capacidade de produção de energia elétrica inconstante. Um bom exemplo é a energia eólica, que por vezes existe excesso deste recurso face ao nível de consumo. Como forma de poder aproveitar esta energia em excesso, e não limitar a produção dos aerogeradores, normalmente procede-se ao seu armazenamento através da bombagem hidroelétrica, podendo assim turbinar a água e produzir energia nos períodos em que existe maior procura de energia.

Atualmente os sistemas de bombagem apresentam uma grande flexibilidade de operação, podendo reagir rapidamente a variações de consumo ou produção através da compensação de desvios em relação às previsões.

A grande capacidade de armazenagem com um arranque rápido que estas centrais possuem também é um aspeto positivo, sendo possível entrarem em serviço em poucos minutos quando se verifica períodos de aumento de consumos, pois como estão equipadas com bombagem não dependem dos caudais disponíveis.

No entanto estas centrais apresentam algumas limitações. Desde logo são necessários dois reservatórios com uma diferença de cotas elevada o que limita a escolha da localização de implementação. A construção de uma central deste tipo requer custos iniciais elevados assim como o tempo de construção (Yang C.-J.).

As perdas que ocorrem nas centrais hídricas reversíveis também são um aspeto negativo a ter em conta. Tal como referido anteriormente, o rendimento deste tipo de centrais é inferior à unidade. Para além das perdas resultantes da transmissão de energia para a rede elétrica, existem

perdas ao nível dos recursos hídricos através da evaporação nos reservatórios, podendo estas serem significativas quando os aproveitamentos são implementados em climas tropicais.

Contudo, a principal desvantagem de uma central hídrica reversível, assim como qualquer outra central hidroelétrica, são os impactes ambientais e sociais que resultam de todo o processo, desde a fase de construção até à fase de exploração. Os impactes resultantes da implementação da central são por exemplo: inundações de áreas, bloqueio à migração dos peixes, alteração nos regimes dos rios a jusante, destruição de habitats marinhos, perda de património histórico, arqueológico e turístico e deslocação de populações locais. Todo o processo resulta na destruição de habitats assim como do meio ambiente envolvente sendo necessário uma correta ponderação sobre o real valor das medidas de mitigação dos impactes resultantes.

2.2.5. PNBEPH

O Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) foi lançado pelo governo e aprovado em dezembro de 2007. O governo teve como objetivo para este plano, a redução da dependência energética nacional e redução das emissões de CO_2 , definindo metas de aumento da potência hidroelétrica instalada, incentivando a realização de um conjunto de novos aproveitamentos hidroelétricos.

A meta estabelecida pelo governo era superar os 7000 MW de potência hidroelétrica instalada em 2020. Com esse objetivo, foi analisado um conjunto de 25 aproveitamentos hidroelétricos previamente inventariados, dos quais foram selecionados 10 (tabela 2.2) para serem executados no período 2007 – 2020 (INAG/DGEG/REN, 2007).

Tabela 2.2 – Aproveitamentos hidroelétricos integrantes no PNBEPH e situação atual tendo em conta os projetos ativos

Aproveitamento	Bacia Hidrográfica	Rio	Tipo	Capacidade Albufeira (hm³)	Potência PNBEPH (MW)	Potência Concessão (MW)	Energia PNBEPH (GWh/ano)	Energia Concessão (GWh/ano)
Foz Tua	Douro	Tua	Reversível	310	234	260	340	282
Fridão	Douro	Tâmega	-	195	163	238	199	295
Padroselos	Douro	Beça/Tâmega	Reversível	147	113	-	102	-
Gouvães	Douro	Torno/Tâmega	Reversível	13	112	1154	153	465
Daivões	Douro	Tâmega	Reversível	66	109		148	
Alto Tâmega	Douro	Tâmega	Reversível	96	90		114	
Almourol	Tejo	Tejo	-	20	78	-	209	-
Pinhoso	Vouga	Vouga	Reversível	68	77	-	106	-
Girabolhos	Mondego	Mondego	Reversível	143	72	361	99	400
Alvito	Tejo	Ocreza	-	209	48	-	62	-
TOTAL				1266	1096	2013	1532	1442

Fonte: Adaptado de (INAG/DGEG/REN, 2007 e Melo & Rodrigues)

A potência total dos 10 aproveitamentos selecionados do PNBEPH é cerca de 1100 MW, correspondendo a uma estimativa de produção de cerca de 1630 GWh/ano. No entanto, há um aumento de potência a instalar nos aproveitamentos do PNBEPH, resultante das opções das empresas que ganharam a concessão, passando a potência total a ser próxima de 2000 MW e uma produção anual de cerca de 1400 GWh/ano.

Relativamente ao estado atual do PNBEPH (GEOTA, 2015), nem todos os empreendimentos continuam programados. Desde logo a barragem de Padroselos não foi aprovada devido à reprovação na Avaliação de Impactes Ambientais, não houve candidaturas para Almourol e Pinhosão e a barragem do Alvito foi suspensa pela EDP.

Dos restantes 6 aproveitamentos, apenas a barragem da Foz do Tua, concessionada à EDP, encontra-se próxima da sua conclusão, estando esta prevista para o final de 2015.

As barragens de Gouvães, Alto Tâmega, e Daivões, situadas no Tâmega e concedidas à Iberdrola, tinham uma previsão de arranque no início de 2015 mas tal não aconteceu, não havendo uma previsão para o seu início. O mesmo acontece com a quarta barragem do Tâmega, Fridão, concessionada à EDP, em que houve atrasos na assinatura do contrato de concessão previsto inicialmente para setembro de 2014, não havendo ainda uma data oficial para o início das obras. O empreendimento de Girabolhos, concessionado pela Endensa, encontra-se na primeira fase de construção, em que apenas foi feita a abertura de caminhos e instalação de estaleiros.

A potência de bombagem prevista pelo PNBEPH era de 807 MW, no entanto com as propostas das empresas concessionárias dos aproveitamentos ainda previstos, esta potência aumentou para 1475 MW (tabela 2.3).

Tabela 2.3 – Bombagem prevista no PNBEPH e situação atual tendo em conta os projetos ativos

Bombagem PNBEPH (MW)		
	PNBEPH	Prop. Conc. Ativas
Foz Tua	234	260
Padroselos	113	-
Gouvães	112	
Vidago/Alto Tâmega	90	880
Daivões	109	
Fridão	-	-
Alvito	-	-
Pinhosão	77	-
Girabolhos	72	335
Almourol	-	-
TOTAL	807	1475

Fonte: Adaptado de (GEOTA, 2015)

No início de 2015 depois da entrada em serviço do aproveitamento do Baixo Sabor a potência instalada em bombagem passou a ser 1419 MW. A esta potência irá ser somada, a potência resultante dos três reforços em centrais já existentes previstos, nomeadamente 736 MW em Venda Nova III, 207 MW em Salomonde II e 318 MW em Paradela II, com ano de arranque previsto inicialmente para 2016 mas encontra-se atrasado. O somatório da bombagem instalada no início de 2015, com os três reforços de potência previstos e a potência de bombagem prevista pelas concessionárias de PNBEPH perfaz um total de 4155 MW.

Refira-se também que a maior parte dos aproveitamentos do PNBEPH situam-se a Norte do país (figura 2.16), tal como a maioria das barragens já existentes, sendo que das 10 barragens que integram o plano seis delas pertencem à bacia hidrográfica do Douro. Atualmente esta bacia hidrográfica é responsável por mais de 50% da produção hídrica do país (DGEG, 2015).

O facto da maioria das barragens estarem a norte implica maiores encargos financeiros na distribuição de energia para as regiões mais a sul, pois o local de consumo está longe do local de produção.



Figura 2.16 – Localização geográfica dos aproveitamentos hidroelétricos integrante do PNBEPH.

Fonte: (APA)

2.3. Mercado Ibérico de Eletricidade

2.3.1. Objetivos do MIBEL

O MIBEL é um mercado regional de eletricidade que resultou de um processo de cooperação entre o governo português e o espanhol, com o principal objetivo de qualquer consumidor ibérico poder adquirir energia elétrica a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou Espanha, num regime livre de concorrência (MIBEL, 2015).

As principais metas do MIBEL são as seguintes (OMIP, 2015):

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

2.3.2. Contexto histórico

As conversações entre os governos de Portugal e Espanha para a criação do MIBEL iniciaram-se no ano de 1998.

Na sequência dessas conversações e estudos iniciais, em novembro de 2001 foi iniciado oficialmente a criação do MIBEL através da celebração do "Protocolo" de colaboração entre as administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade".

Nos anos de 2002 e 2003 houve varias reuniões entre os dois governos, onde ficou definido o modelo de organização e as condições necessárias para a criação do MIBEL.

O "Acordo entre a Republica Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição de um Mercado Ibérico de Energia Elétrica" foi firmado em 1 de outubro de 2004, no âmbito da XX Cimeira Luso-Espanhola de Santiago de Compostela, substituindo o acordo firmado inicialmente a 20 de janeiro por diversas circunstâncias de carater político e legal.

Em novembro de 2006, na cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, foram tomadas um conjunto de decisões, por parte dos dois governos, que permitira a existência de condições efetivas para o arranque do MIBEL, nomeadamente a definição do plano de compatibilização regulatória, que foi assinado pelos governos em março de 2007.

O arranque do MIBEL verificou-se no dia 1 de julho de 2007. Após esta data passou a ser permitida a concorrência na produção de energia elétrica em Portugal e Espanha, passando o mercado de energia elétrica a ser de dimensão Ibérica. (OMIP, 2015)

2.3.3. Organização do MIBEL

O MIBEL rege-se pela liberdade de comercialização de energia, estando aberto à concorrência de modo a permitir uma maior eficiência económica. Deste modo, a contratação de energia elétrica no mercado ibérico pode ser efetuada através dos seguintes mercados (CMVM/ERSE/CNVM/CNE, 2009):

- Mercado de contratação a Prazo, gerido pelo OMIP (Operador de Mercado Ibérico de Energia – Polo Português, S.A.), em que se estabelecem contratos de produção e compra de energia, com a data de entrega no futuro (semana, mês, trimestre, ano), de acordo com as regras específicas deste mercado.
- Mercado spot de contratação à vista, que tem como entidade responsável pela sua gestão o OMIE (Operador de Mercado Ibérico de Energia – Polo Espanhol, S.A.), em que se estabelece a compra e venda de energia elétrica a ser entregue no dia seguinte ao da contratação. Este mercado tem a componente diária (mercado diário) e a componente de ajustes intermediários (mercado intradiário).
- Mercado de Serviços de Sistema, que garante o equilíbrio entre a produção e o consumo da eletricidade. Este mercado é gerido pelos operadores de sistema de cada país, a REN (Redes Elétricas Nacionais) e REE (Rede Elétrica de Espanha).
- Mercado de contratação Bilateral, em que se transaciona energia elétrica, cujas condições são fixadas livremente entre os agentes para os diversos horizontes temporais.

Mercado Diário

O mercado diário é o principal mercado de contratação de energia na Península Ibérica. Este teve o seu início em Espanha a 1 de janeiro de 1998 e a 1 de julho de 2007 em Portugal.

Este mercado caracteriza-se por ser de curto prazo, e tem por objetivo a transação de energia elétrica para o dia seguinte da negociação. O seu funcionamento consiste na apresentação de ofertas de compra de um determinado volume de energia, por parte dos agentes habilitados a atuar neste mercado, para as 24h do dia durante todos os dias do ano.

O preço de mercado é imposto através de um processo em que é ordenado de forma crescente o valor das ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente o preço das ofertas de compra (curva de procura). O cruzamento destas duas curvas corresponde ao preço de mercado para um determinado volume de energia negociada. Na figura 2.17 o preço de mercado corresponde ao ponto A (ERSE, 2009).

Por vezes existem algumas ofertas de venda que contêm condições complexas e que não se chegam a realizar. Quando este facto acontece, as ofertas são retiradas e a curva de oferta desloca-se conforme a figura 2.17 (curva vermelha), em que o novo preço de mercado passou a ser o ponto B. Este facto ocorre por exemplo, quando no cruzamento entre as curvas de oferta e procura resulta um trânsito de energia elétrica entre Portugal e Espanha superior à capacidade de interligação disponível, aumentando assim o excedente do produtor.

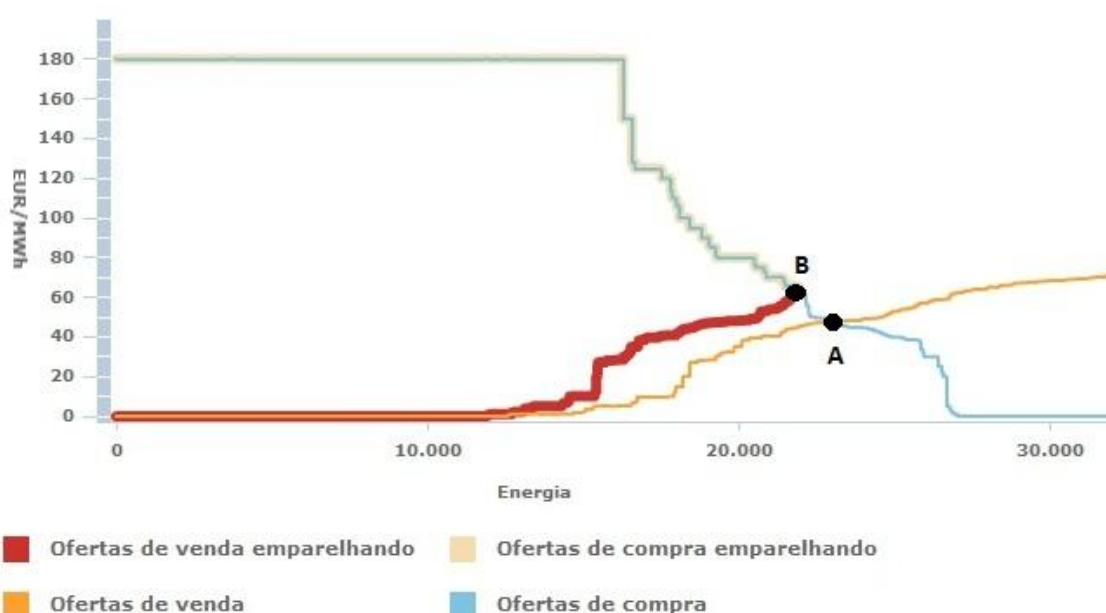


Figura 2.17 – Exemplificação das curvas agregadas de oferta e procura do mercado diário.

Fonte: Adaptado de (OMIE)

O mercado diário funciona num modelo de preço marginal único em que todos os produtores são renumerados ao preço de mercado estabelecido e todos os compradores pagam a esse preço independentemente do valor da oferta que tenham feito.

Frequentemente verifica-se que os preços entre Portugal e Espanha não são sempre iguais devido ao facto das interligações não comportarem os fluxos de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determina. Deste modo, podem ocorrer duas situações distintas que resultam do processo de encontro de ofertas (CMVM/ERSE/CNVM/CNE, 2009):

- Integração de mercado, em que o preço é único para o sistema ibérico se o trânsito de energia na interligação for inferior ou igual à capacidade comercial disponível;
- Market Splitting, em que o preço é diferenciado para Portugal e Espanha, isto se o trânsito de energias na interligação, resultante do encontro de ofertas, for superior à capacidade comercial disponível no mesmo sentido. Nesta situação a solução inicial não é exequível, pelo que as duas áreas de mercado passam a ser tratadas em separado com curvas agregadas de procura e oferta diferentes.

Estes dois processos para a determinação do preço de equilíbrio, encontram-se esquematizados na figura 2.18.

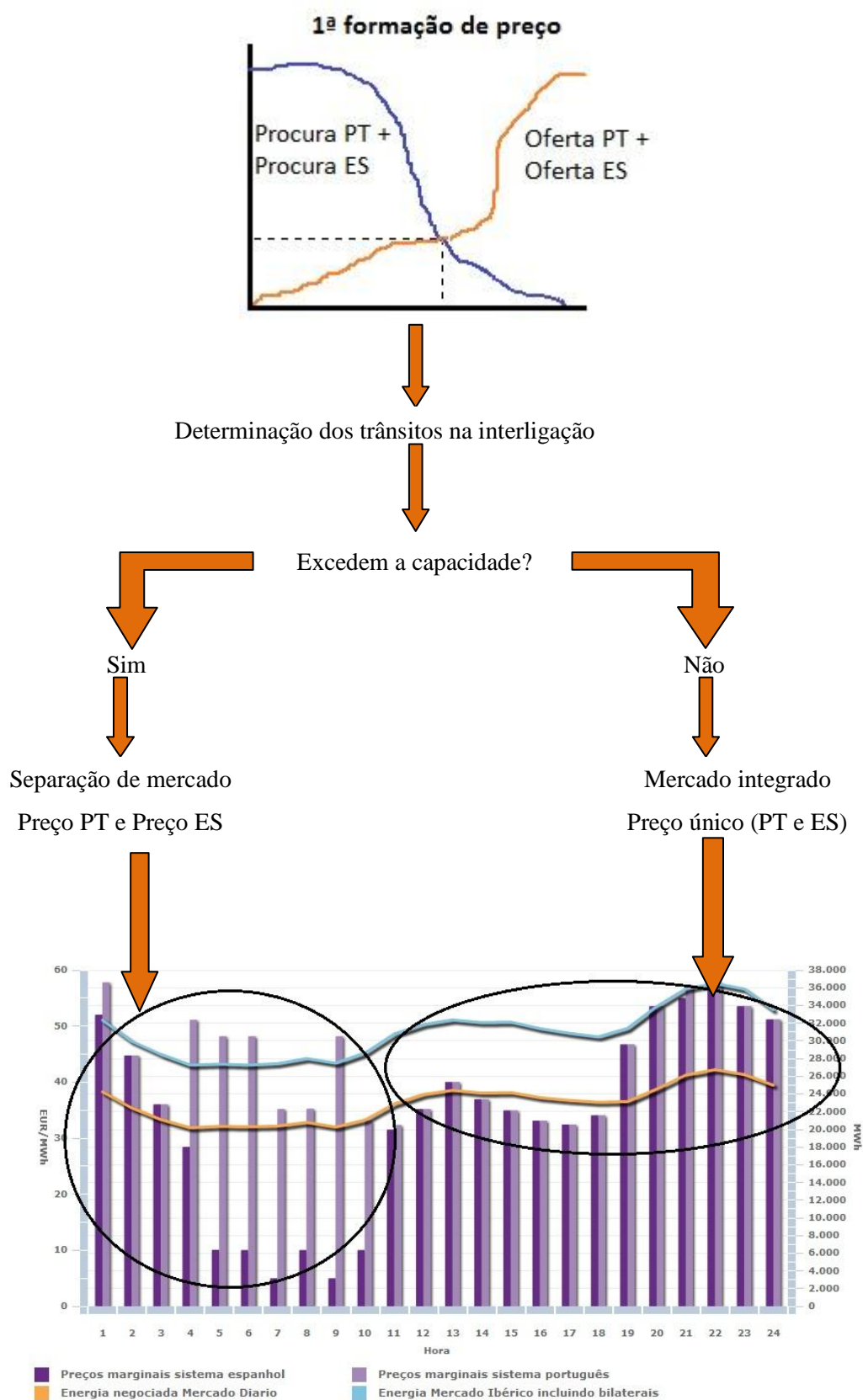


Figura 2.18 – Esquema do processo de formação do preço do mercado diário

Fonte: Adaptado de (OMIE e ERSE, 2009)

Quando ocorre uma diferença de preços de mercado entre as duas áreas, diz-se que existe um spread de preços entre elas (na secção 4.1.4 é analisada a diferença de preços entre Portugal e Espanha em 2014). Nesta situação específica os produtores que exportam energia são renumerados ao preço de equilíbrio do mercado exportador, e as entidades compradoras pagam ao preço de equilíbrio do mercado importador. Tipicamente o preço de equilíbrio do mercado importador é superior ao do mercado exportador, gerando-se um diferencial de preços que corresponde a uma renda de congestionamento.

Mercado Intradiário

O mercado Intradiário tem por objetivo ser complementar ao mercado diário, efetuando os ajustes necessários às quantidades de energia elétrica transacionada no mercado diário.

Neste mercado, os agentes com uma natural posição vendedora (produtores) também podem comprar energia, e os agentes com uma natural posição compradora (comercializadores) também podem vender energia (CMVM/ERSE/CNVM/CNE, 2009). Esta característica permite retificar as posições anteriores dos agentes tomadas no mercado diário, mas os agentes só podem participar no mercado Intradiário nos períodos horários correspondentes aos do mercado diário nos quais participarão ou não o fizeram por estar indisponíveis (OMIE, 2015).

A estrutura deste mercado está dividida em 6 sessões diárias de negociação, em que se forma um preço, resultante do cruzamento da curva da oferta com a curva da procura, para as horas objeto de negociação em cada sessão. A figura 2.19 apresenta a estrutura do mercado intradiário por sessões. A primeira sessão realiza-se nas últimas 4 horas do dia D-1 (abrangendo num total 28 horas), sendo que a sexta sessão corresponde às últimas 9 horas do dia D (CMVM/ERSE/CNVM/CNE, 2009).

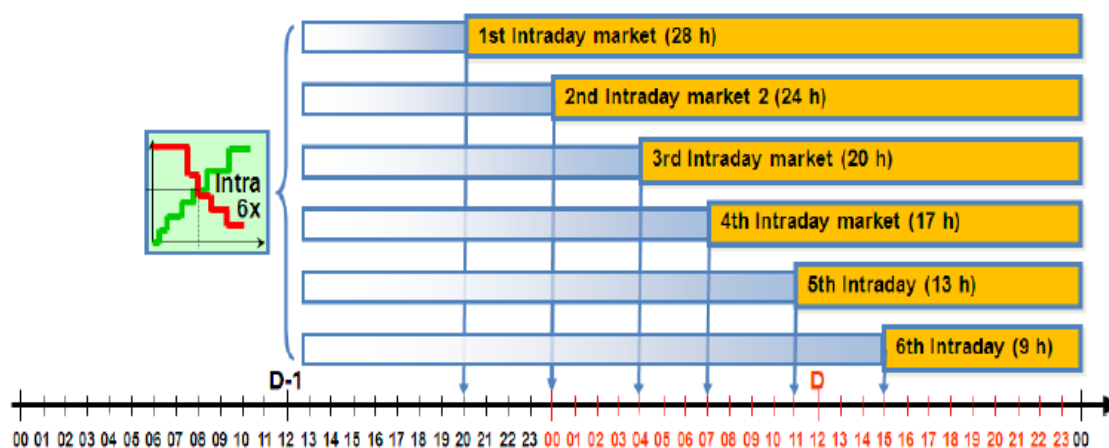


Figura 2.19 – Horizonte temporal das seis sessões do Mercado Intradiário.

Fonte: (CMVM/ERSE/CNVM/CNE, 2009)

Mercado a prazo

O mercado a prazo é um mercado organizado e gerido pelo OMIP, em que os instrumentos transacionados são contratos de compra e venda de energia para uma determinada data futura. De acordo com o previsto no regulamento, o OMIP disponibiliza os três tipos de contratos seguintes (ERSE, 2009):

- Contratos Futuro - Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega. Os contratos futuros admitem a liquidação física (entrega física de energia elétrica, designadamente através da sua oferta no mercado diário) e liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação);
- Contratos Forward – tal como os contratos futuros, são contratos de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal mas não têm liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente física ou financeira;
- Contratos SWAP – são contratos apenas de natureza financeira, pois troca-se uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca.

2.3.4. Interligações elétricas entre Portugal e Espanha

As interligações transfronteiriças das redes elétricas entre dois países são efetuadas através de uma linha ou conjuntos de linhas, que unem subestações de um sistema elétrico com subestações de outro sistema elétrico permitindo a permuta de energia elétrica entre os dois sistemas.

A capacidade de interligação elétrica entre Portugal e Espanha é atualmente um dos principais pilares sobre o qual se apoia o MIBEL, pois apenas assim é possível assegurar as trocas comerciais de energia elétrica entre os dois países, proporcionando uma estratégia de investimento mais eficiente para a articulação entre a oferta e a procura de energia elétrica, assegurando a estabilidade do sistema. Esta capacidade está sujeita a variações no tempo, em função da variabilidade das indisponibilidades dos elementos das redes ibéricas e conforme a capacidade momentânea de geração e consumo de energia elétrica.

Para o final de 2015, as previsões da constituição das interligações entre os dois sistemas elétricos ibéricos serão compostas por dez linhas de alta tensão, das quais seis são do nível de tensão de 400 kV, três são do nível de 220 kV e uma de 150 kV em Lindoso, que em regime normal de operação está desligada. Na figura 2.20 é possível observar a localização de cada linha de interligação e o seu nível de tensão, bem como nome das subestações às quais estão ligadas.

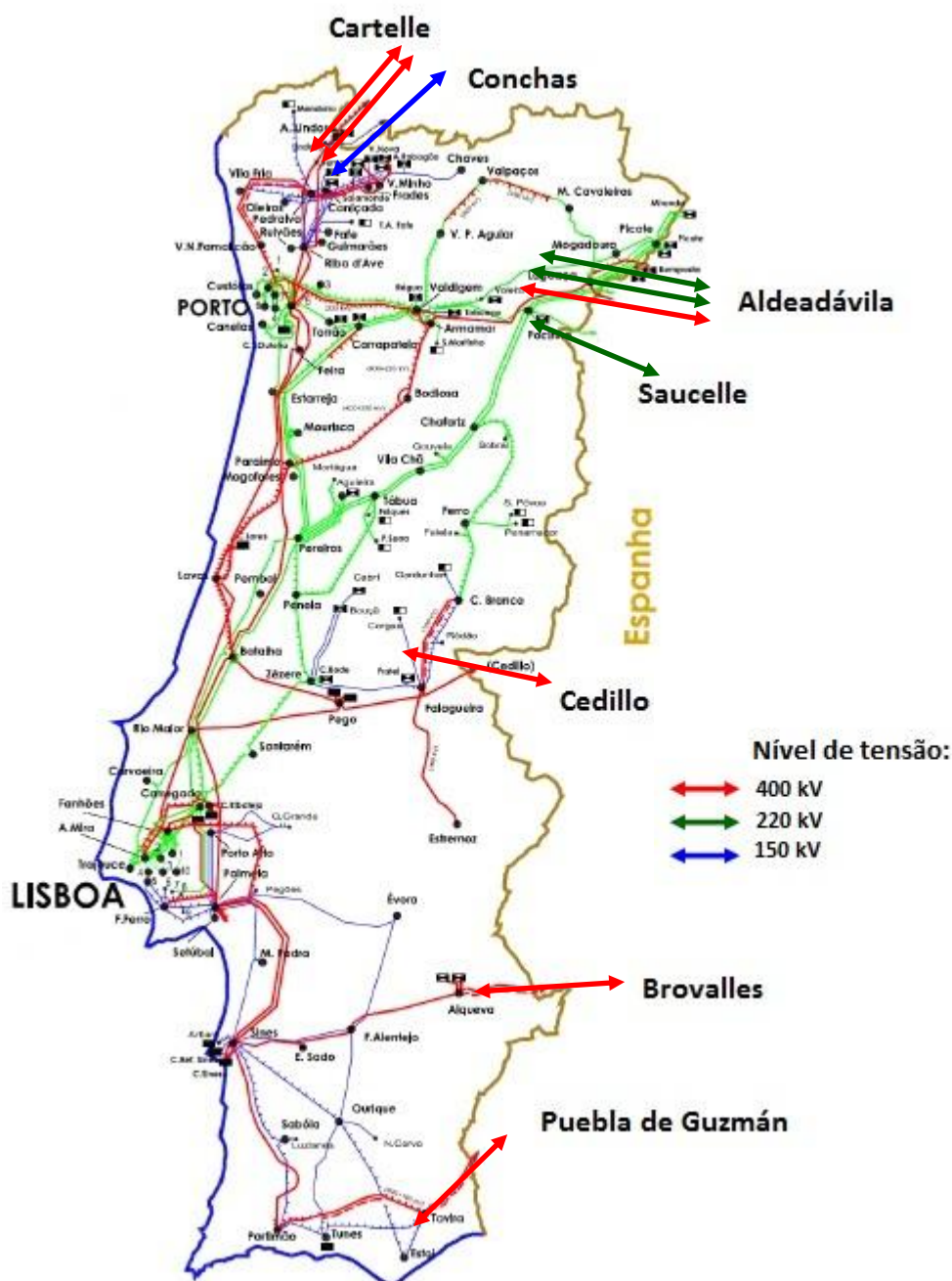


Figura 2.20 – Localização das interligações elétricas entre Portugal e Espanha previstas para o final de 2015.

Fonte: Adaptado de (REN, 2014)

2.3.5. Interligações Europeias

A União Europeia tem vindo a desenvolver esforços com o intuito de reforçar as interligações entre todos os estados membros de modo a garantir preços da energia elétrica mais acessíveis a longo prazo, devido ao aumento da eficiência do mercado e ao reforço da segurança, fiabilidade e qualidade do abastecimento elétrico. Assim, o conselho europeu estabeleceu em outubro de 2014 em Bruxelas a prioridade no reforço das interligações entre todos os estados membros estabelecendo a meta de interligação de 10% da capacidade instalada em cada país até 2020 e de 15% até 2030 (Conselho Europeu, 2014).

Na tabela 2.4 estão representados os níveis de interligação de todos os estados membros da U.E.

Tabela 2.4 – Nível de interligação elétrica em 2014 dos Estados-Membro da União Europeia

Estados-Membros acima dos 10% de interligação	Nível
Áustria	29%
Bélgica	17%
Bulgária	11%
República Checa	17%
Alemanha	10%
Dinamarca	44%
Finlândia	30%
França	10%
Grécia	11%
Hungria	29%
Luxemburgo	245%
Holanda	17%
Eslovénia	65%
Suécia	26%
Eslováquia	61%
Estados-Membros abaixo dos 10% de interligação	Nível
Irlanda	9%
Itália	7%
Roménia	7%
Portugal	7%
Estónia	4%
Lituânia	4%
Letónia	4%
Reino Unido	6%
Espanha	3%
Polónia	2%
Chipre	0%
Malta	0%

Fonte: (Comissão Europeia, 2015)

Na análise aos valores de interligação elétrica em 2014 apresentados pela Comissão Europeia, constata-se que o valor correspondente a Portugal, por interesses ou por atrasos no envio dos dados, não é real. No final de 2014 a potência instalada no parque electroprodutor português, era cerca de 17800 MW, sendo que no mesmo ano foi atingido 3000 MW de interligação elétrica entre Portugal e Espanha. Assim, é possível constatar que o valor real da interligação elétrica de Portugal não corresponde a 7% do total da potência instalada, mas sim a 17% cumprindo já a meta dos 15% de interligação prevista para 2030.

Com o objetivo de apoiar financeiramente os estados membros que por motivos económicos se situavam abaixo da meta dos 10%, foi criado o Programa Europeu Energético para o Relançamento (PEER). Este programa em conjunto com os projetos de interesse comum (PIC), serviram de financiamento para uma série de projetos de interligações por toda a U.E. dos quais se destaca os seguintes: o projeto que liga Baixas, em França, a Santa-Llogaia, em Espanha, que aproximará a Espanha dos 10% de interligações; uma nova interligação entre Portugal e Espanha na região norte (Vila do Conde – Fontefría); uma interligação entre a Lituânia e a Suécia e outra entre a Lituânia e a Polónia que melhorará a interligação síncrona entre as redes da Estónia, Letónia e Lituânia que apesar de estarem bem interligadas entre si, o seu nível de interligação com o resto da Europa era exclusivo através de uma interligação com a Finlândia.

Com a conclusão das novas interligações previstas por toda a Europa, o nível de interligações esperado para 2020 corresponde ao apresentado na figura 2.21.

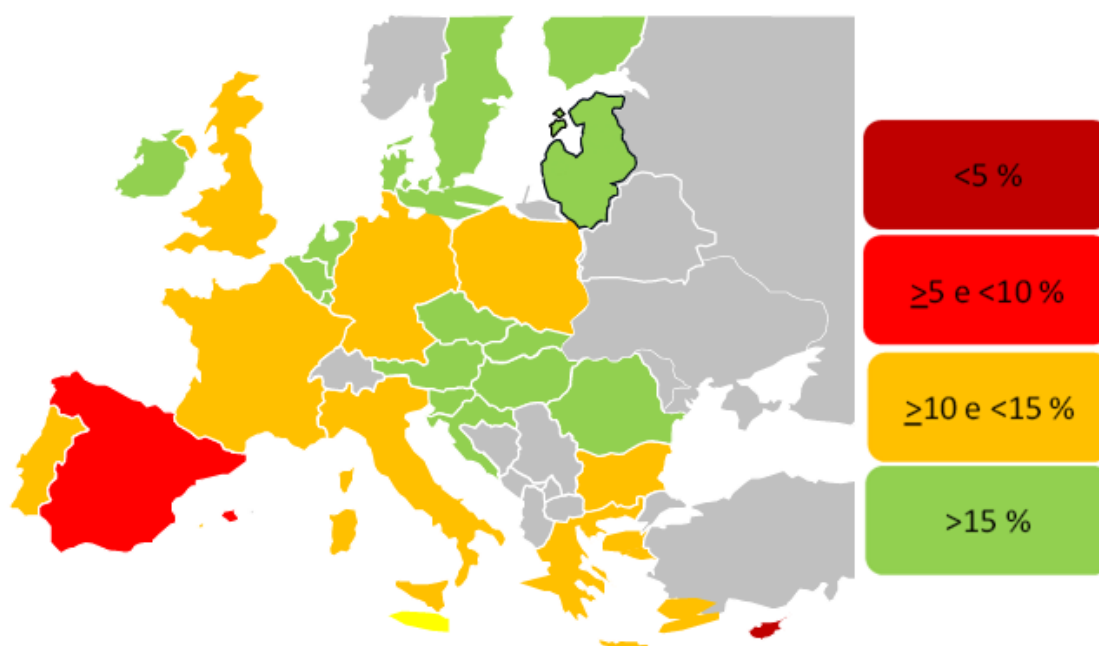


Figura 2.21 – Níveis de interligação elétrica previstos em 2020 em relação à potência instalada de cada país.

Fonte: (Comissão Europeia, 2015)

Perspetiva-se que em 2020 o Chipre e a Espanha estejam situados abaixo da meta dos 10% de interligações. A interligação espanhola é nos dias de hoje um caso complexo. A fraca interligação entre Espanha e França é também um problema português, pois independentemente das interligações com Espanha, Portugal tem de contar com a ligação através dos Pirenéus para poder exportar energia elétrica para o resto da U.E.

Atualmente, a Península Ibérica funciona como um sistema isolado da U.E. e o reforço das interligações com França é visto como essencial de modo a criar condições para exportar maiores volumes de energia, que por vezes excede as necessidades ibéricas.

Em fevereiro de 2015 foi inaugurada uma nova linha de interconexão elétrica entre Espanha e França, que passou a representar uma capacidade de interligação de 2800 MW. Esta nova linha, com comprimento de 64,5 km, elevou o nível de interligação para 5% em Espanha. Recentemente Portugal, Espanha e França assinaram uma declaração conjunta na qual se comprometeram a trabalhar em conjunto de modo a que a Península Ibérica deixe de ser um sistema isolado do resto da U.E., através da implementação de novas interligações entre Espanha e França. Com este intuito, estão já estabelecidos alguns projetos, nomeadamente duas novas interligações que cruzam os Pirenéus, e o projeto do Golfo da Biscaia (encontra-se em fase de estudo) que em conjunto elevaram o nível de interconexão entre os dois países para 8000 MW em 2020 (Comissão Europeia, 2015).

2.4. Bombagem hidroelétrica internacional

Os primeiros aproveitamentos hidroelétricos equipados com bombagem surgiram na Suíça, Áustria e Itália na década de 1890. Este tipo de centrais teve o seu pico de desenvolvimento no início da década de setenta, ganhando força com a aposta na energia nuclear e com a crise do petróleo na década de setenta, permanecendo a sua evolução até ao final da década de oitenta. Na década de 1990 o desenvolvimento das centrais reversíveis diminuiu significativamente em muitos países sobretudo devido aos baixos preços dos outros recursos como o gás natural, tornando as turbinas a gás mais competitivas e também devido à preocupação com os impactos ambientais resultantes da construção de centrais hidroelétricas reversíveis

Atualmente verifica-se novamente um forte interesse neste tipo de tecnologia devido à complementaridade da geração eólica sendo possível o armazenamento da energia produzida em excesso. A nível mundial os países com maior capacidade instalada são: o Japão com cerca de 27,4 GW de potência instalada, a China com uma capacidade de 21,5 GW e os EUA com cerca de 21 GW (Yang C.-J.).

Relativamente à Europa, em 2011 operavam cerca de 170 centrais hidroelétricas reversíveis, perfazendo um total de cerca de 45 GW. A maior parte da capacidade de bombagem instalada encontra-se na Itália, Alemanha, França e Espanha. Isto devido ao fato de que as maiores indústrias energéticas europeias precisam de maiores capacidades de armazenamento de energia elétrica (Hydroworld, 2011).

Na figura 2.22 estão representados o número de centrais reversíveis instaladas na Europa por década assim como a potência instalada e as perspectivas para a atual década.

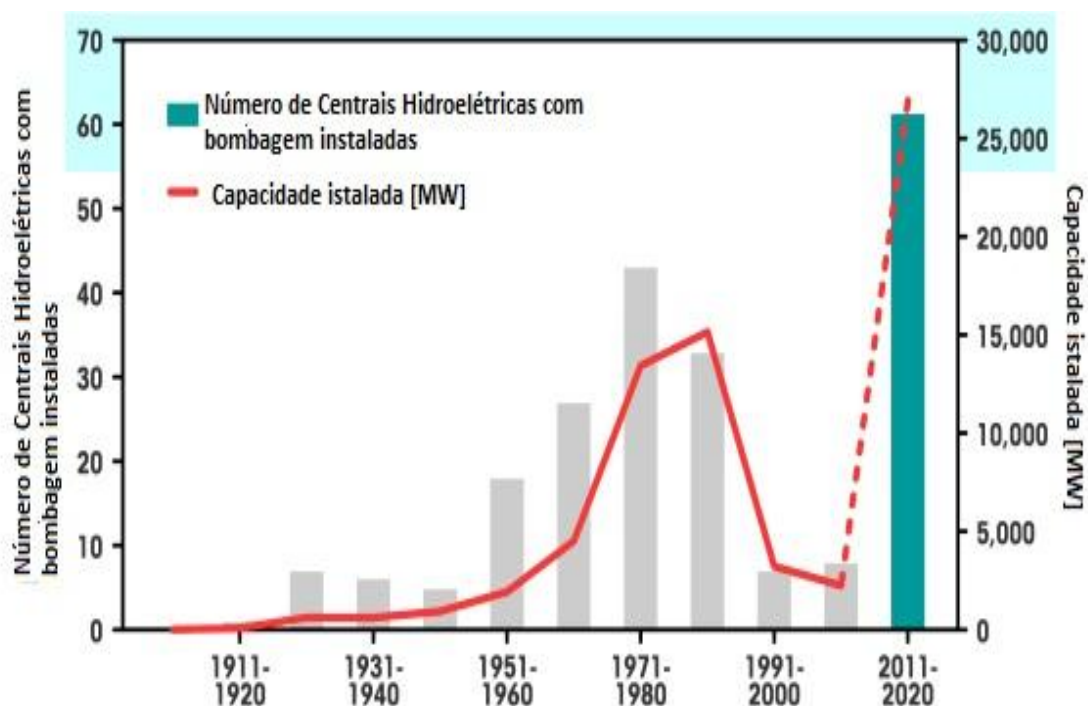


Figura 2.22 – Capacidade instalada e número de centrais hidroelétricas construídas na Europa.

Fonte: (Hydroworld, 2011)

Em 2011 as previsões apontavam para cerca de 60 novos aproveitamentos na Europa até 2020, com uma a uma capacidade instalada de 27GW que corresponde a cerca de 50% da capacidade instalada em 2011 (Hydroworld, 2011). Assim este novo interesse pelas centrais hidroelétricas com bombagem está inevitavelmente ligado ao crescimento das energias renováveis de produção intermitente que os países têm implementado, tendo em perspetiva a meta do consumo bruto de energia a partir de fontes renováveis de 20% até 2020.

A maioria dos aproveitamentos com bombagem que serão construídos na atual década, serão maioritariamente na Alemanha, Suíça, e Áustria devido ao facto de possuírem produção renovável e condições topográficas necessárias para este tipo de aproveitamentos.

Na Alemanha estão previstos vários reforços de potência nas centrais já existentes, assim como alguns novos aproveitamentos. Um exemplo é a nova central de Riedl (Verbund, 2015),

que será totalmente subterrânea com uma potência total de 300 MW composta por duas bombas-turbinas de 150 MW cada.

Na Áustria e na Suíça a capacidade instalada em 2011 era de 5 GW prevendo-se o dobro até 2020. Recentemente entrou em serviço um dos maiores projetos do género na Áustria em Limberg. Correspondeu a um reforço de potência composto por duas bombas-turbinas de 240 MW cada perfazendo uma potência instalada de 480 MW, estando em fase de estudos ambientais um novo reforço previsto para esta central (Poyry Energy).

Perto da sua conclusão encontra-se o maior projeto de expansão deste tipo de centrais na Suíça, em Linthal. Atualmente a central existente nesta localidade tem uma capacidade de produção de 479,8 MW e 140MW de capacidade de bombagem instalada, abrangida por cinco reservatórios. Com a nova capacidade, passam a ser mais 1000 MW de geração assim como de bombagem, correspondendo a quatro bombas de 250 MW cada (Müller, Marclay, Dunn, Hohberg, & Hase, 2013)

Na Europa de Leste existem vários países com projetos de construção de aproveitamentos hídricos reversíveis, como por exemplo a Roménia, Eslováquia, Lituânia, Letónia, Estónia, e Hungria. Estes projetos, embora de reduzida dimensão, serão desenvolvidos com o intuito de armazenar o excedente de produção das centrais de origem fóssil e nuclear já existentes. A capacidade prevista até 2020 será o triplo da existente em 2011 nestes países.

Relativamente a países como França, Bélgica e Luxemburgo não têm grandes projetos para o futuro.

3. Metodologia

3.1. Abordagem geral

Os métodos adotados para atingir os objetivos estabelecidos nesta dissertação foram os seguintes:

- Revisão de literatura sobre o funcionamento do sistema elétrico português, mercado ibérico de eletricidade e hidroeletricidade, particularizando o panorama nacional e a bombagem hidroelétrica;
- Análise às interligações elétricas entre Portugal e Espanha no ano de 2014, permitindo verificar sobre as capacidades disponíveis e concluir sobre o seu grau de utilização;
- Análise à bombagem hidroelétrica produzida em Portugal nos mais recentes anos, com base nas capacidades instaladas e consumos/potências realizadas,
- Análise de relação/condicionamento entre a bombagem hidroelétrica e diversos fatores;
- Análise aos preços do mercado diário em 2014, calculando um preço médio para os períodos em que se verificou produção e bombagem hidroelétrica, permitindo concluir a que preço a energia comprada para a realização de bombagem é vendida.

3.2. Obtenção da informação

Na primeira fase desta dissertação procedeu-se à recolha de informação, de modo a que fosse possível estabelecer uma base sólida para a posterior análise efetuada aos casos de estudo. Na elaboração de Revisão de literatura foram consultados diversas publicações, artigos e relatórios dedicados à situação energética de Portugal, com especial destaque ao sistema elétrico português, assim como à hidroeletricidade em Portugal. O principal critério adotado consistiu na obtenção de informação mais recente disponível.

A recolha de dados, que posteriormente constituíram as séries abordadas na secção seguinte, foi efetuada através da página de internet da REN, apenas com a exceção dos dados da pluviosidade utilizados na análise de fatores que condicionam a bombagem, que foram obtidos através de publicações anuais do Instituto Português do Mar e da Atmosfera.

Na página de internet da REN, os primeiros dados disponíveis correspondem ao ano de 2007. Devido a este facto, as análises anuais efetuadas tiveram precisamente como primeiro ano de estudo o ano de 2007. Relativamente à disposição dos dados nesta página, estes encontram-se nas escalas horárias, diárias e mensais.

Os dados dispostos numa escala mensal, consistiram nos consumos energéticos por fonte electroprodutora, optando-se assim por tratar estes dados também na mesma escala, conforme estão representados nas tabelas do Anexo, entre os anos de 2007 e 2014.

Os restantes dados encontravam-se disponíveis numa base temporal mais reduzida, o que significou uma redução do período de análise para cerca de um ano, tendo-se optado por analisar o ano de 2014 por ser o mais recente completo. Assim, os dados disponibilizados numa base horária consistiram nos preços de mercado diário, capacidades de interligação e períodos em que ocorreu bombagem e produção hidroelétrica, em que foram tratados de modo a ser analisado o ano de 2014. Por fim, foram recolhidos e analisados os dados que se encontravam numa base diária, como os dias em que não ocorreu bombagem por central e as potências máximas diárias de bombagem.

3.3. Séries de dados

3.3.1. Análise das Interligações elétricas entre Portugal e Espanha

A análise das interligações elétricas entre Portugal e Espanha foi efetuada com base nos dados obtidos através da página da internet da REN, e foi realizada para o ano de 2014, pois o intuito do estudo foi compreender o estado atual das mesmas. Esta análise foi dividida em duas partes. Primeiramente foram analisadas as capacidades de interligação disponíveis e as capacidades efetivamente ocupadas, permitindo concluir sobre as sobrecargas que ocorreram ou que a capacidade de interligação foi utilizada próxima do limite. Posteriormente foram analisados os preços do mercado diário em Portugal e Espanha, permitindo concluir quando é que houve uma diferença de preços e qual o grau dessa diferença.

3.3.2. Análise à bombagem hidroelétrica instalada e prevista em Portugal

Esta análise, consistiu inicialmente no levantamento do número de dias em que cada central não efetuou bombagem hidroelétrica entre 2007 e 2014. Este levantamento foi efetuado através dos dados diários disponibilizados pela REN, sendo assim possível calcular a média percentual de não utilização de bombagem de cada central neste período.

Posteriormente foram comparadas as potências de bombagem instaladas e as previstas no país com as pontas de bombagem verificadas entre janeiro de 2014 e maio de 2015. Os dados das potências de bombagem máximas verificadas neste período, foram obtidos através da página de internet da REN onde se dispunham numa escala diária. Estes valores foram agregados em

três séries mensais, nomeadamente as pontas máximas mensais, as pontas médias mensais e as pontas mínimas mensais.

3.3.3. Análise aos fatores que influenciam a bombagem hidroelétrica

Com o intuito de perceber porque variam os consumos de bombagem, foram feitas várias comparações e correlações entre os consumos de bombagem e possíveis fatores que os fazem variar. Os fatores estudados foram respetivamente: a precipitação, a produção de energia eólica e a importação e exportação de energia elétrica.

Nesta análise foi efetuada uma breve descrição ao fator em estudo e posteriormente é calculado o coeficiente de correlação de Pearson, que mede o grau de correlação entre duas variáveis e assume apenas os valores entre -1 e 1, sendo que o sinal indica se a correlação é positiva ou negativa. Este cálculo foi efetuado através da ferramenta Excel, mas também pode ser efetuado através da equação 3.1.

$$C.P. = \frac{\sum (xi - \bar{x})(yi - \bar{y})}{\sqrt{(\sum (xi - \bar{x})^2)(\sum (yi - \bar{y})^2)}} \quad (3.1)$$

Em que:

CP – Coeficiente de Pearson

x_i e y_i – Valores das variáveis X e Y

\bar{x} e \bar{y} – Médias dos valores x_i e y_i

Também foi calculado o coeficiente de determinação (R^2), que indica a percentagem da variância de uma variável explicada pela outra. Este cálculo foi efetuado através da ferramenta Excel, mas também pode ser efetuado através da equação 3.2.

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (3.2)$$

Em que:

R^2 – Coeficiente de Determinação

y_i – Valor observado

\bar{y} – Média das observações

\hat{y}_i – Valor estimado de y_i .

Quando os valores das correlações anteriores não foram significativos, foi efetuada uma análise gráfica mais detalhada ao fator com intuito de verificar se é ou não uma causa de variação da bombagem hidroelétrica.

3.3.4. Análise aos preços médios de bombagem e produção hidroelétrica

Neste estudo foi analisado a evolução dos preços de bombagem e de produção hidroelétrica ao longo do ano de 2014, através de dois cenários, com o intuito de calcular a receita resultante da compra de energia para a realização da bombagem e posterior venda no processo de turbinagem. Os preços calculados para a bombagem e produção tiveram por base os preços do mercado diário, disponíveis na página da internet da REN, pois este é o mercado em que a maior parte da energia é transacionada.

Cenário 1

Cada dia do ano foi analisado através do seu diagrama de cargas com o intuito de contabilizar as horas em que ocorreu bombagem e as horas em que ocorreu produção de energia hidroelétrica. Feito este levantamento, procedeu-se ao cálculo do preço médio nas horas em que tal se verificou, obtendo-se assim o preço médio diário nas horas em que existiu bombagem e outro preço médio nas horas em que houve produção de energia hidroelétrica, como demonstram as equações 3.3 e 3.4.

$$\bar{X}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n X_{i,j} \quad (3.3)$$

$$\bar{Y}_i = \frac{1}{t} \sum_{j=1}^t Y_{i,j} \quad (3.4)$$

Em que:

\bar{X}_i – Preço médio diário de bombagem (€/MWh)

\bar{Y}_i – Preço médio diário de turbinagem (€/MWh)

n – Número de horas em que ocorreu bombagem

t – Número de horas em que ocorreu turbinagem

i – Dia

j – Mês

$X_{i,j}$ – Preço de bombagem na hora i no dia j (€/MWh)

$Y_{i,j}$ – Preço de turbinagem na hora i no dia j (€/MWh)

O procedimento foi repetido nos 365 dias do ano obtendo-se os preços médios mensais nas horas em que ocorreu bombagem e nas horas em que ocorreu produção hidroelétrica, como demonstram as equações 3.5 e 3.6.

$$\bar{X}m_1 = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \bar{X}i, m \quad (3.5)$$

$$\bar{Y}m_1 = \frac{1}{w} \sum_{i=1}^w \bar{Y}i, m \quad (3.6)$$

Em que:

$\bar{X}m_1$ – Preço médio mensal de bombagem no cenário 1 (€/MWh)

$\bar{Y}m_1$ – Preço médio mensal de turbinagem no cenário 1 (€/MWh)

k – Número de dias em que ocorreu bombagem

w – Número de dias em que ocorreu turbinagem

m – Mês

Por fim, foi calculada a receita anual resultante da compra e venda de energia em todo o ciclo de bombagem (equação 3.9), que consistiu na diferença entre receita com a energia turbinada (equação 3.8) e a despesa com a energia de bombagem (equação 3.7).

$$DB_1 = \sum_{m=1}^{12} \bar{X}m_1 \times EBm \quad (3.7)$$

$$RT_1 = \sum_{m=1}^{12} \bar{Y}m_1 \times ETm_1 \quad (3.8)$$

$$RA_1 = RT_1 - DB_1 \quad (3.9)$$

Em que:

DB_1 – Despesa com a energia de bombagem cenário no 1 (M €)

RT_1 – Receita com a energia turbinada no cenário 1 (M €)

RA_1 – Receita Anual do ciclo de bombagem no cenário 1 (M €)

EBm – Energia mensal bombada (GWh)

ETm_1 – Energia mensal turbinada no cenário 1, tendo em conta um rendimento de 75% (GWh)

No levantamento das horas em que houve produção hidroelétrica, há a destacar dois aspetos. Em primeiro, foram excluídas as horas do dia em que por vezes a produção hidráulica era muito pequena, tornando-se insignificante quando comparado com horas de muito maior produção no mesmo dia. Em segundo, foi apenas contabilizada a energia hidroelétrica produzida através das centrais que dispõem de albufeira, desprezando assim a produção hidráulica através das centrais a fios de água.

Relativamente às horas em que ocorreu bombagem, foram contabilizadas todas as horas sem exceção, pois as diferenças de consumos de bombagem não são tao significativas que não justificassem a sua contagem.

Cenário 2

Após a realização do cenário descrito anteriormente, houve a necessidade de elaborar um cenário mais otimista, devido a uma objeção levantada que se relaciona com os baixos preços de venda de energia resultante da bombagem. Esta objeção surge na medida em que a energia resultante da bombagem, poderá ser vendida nos meses em que os preços são maiores e não apenas no próprio mês em que se realizou a bombagem, como foi considerado no cenário inicial.

O novo cenário diferiu do anterior em dois pontos. Em primeiro, o rendimento resultante de todo o processo do ciclo de bombagem foi aumentado de 75% para 80%. A segunda alteração consistiu em aumentar os preços médios mensais de venda de energia turbinada, obtendo-se valores mais otimistas. A alteração dos preços de venda foi efetuada através da multiplicação dos preços médios em período de produção do cenário 1, pelas percentagens mensais de energia turbinada proveniente da bombagem hidroelétrica, como demonstram as equações seguintes.

$$\%ETBm = \frac{ETm_2}{EHm} \quad (3.10)$$

$$\bar{Y}m_2 = \bar{Y}m_1 \times (1 + \%ETBm) \quad (3.11)$$

$$DB_2 = DB_1 \quad (3.12)$$

$$RT_2 = \sum_{m=1}^{12} \bar{Y}m_2 \times ETm_2 \quad (3.13)$$

$$RA_2 = RT_1 - DB_2 \quad (3.14)$$

Em que:

$\%ETm$ – Percentagem da energia turbinada mensal proveniente da bombagem

ETm_2 – Energia mensal turbinada no cenário 2, tendo em conta um rendimento de 80% (GWh)

EHm – Energia hídrica mensal produzida (GWh)

$\bar{Y}m_2$ – Preço médio mensal de turbinagem no cenário 2 (M €)

DB_2 – Despesa com a energia de bombagem cenário no 2 (M €)

RA_2 – Receita Anual do ciclo de bombagem no cenário 2 (M €)

4. Resultados

4.1. Análise das interligações elétricas entre Portugal e Espanha

4.1.1. Capacidades de interligação disponíveis

A capacidade comercial de interligação define-se com sendo o valor máximo de saldo de trânsito de energia entre os sistemas elétricos interligados Portugal e Espanha disponível para efeitos comerciais e compatível com o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos nos respetivos sistemas elétricos. Este valor máximo corresponde ao conceito de NTC (Net Transfer Capacity) (ERSE, 2007).

A capacidade de interligação ibérica não corresponde apenas a um valor, ou seja é diferenciada em função do sentido existindo um valor de Portugal para Espanha e outro valor de Espanha para Portugal.

O cálculo da capacidade técnica de interligação parte de um cenário base em que cada operador de rede efetua os seus cálculos e as suas simulações, alterando o trânsito de energia nas interligações através da modificação da produção energética, reduzindo-a para simular importação ou aumentando-a para simular exportação. A capacidade de interligação é atingida quando deixarem de se verificar os critérios de segurança quer em regime normal quer em regime de permanência, resultando os valores finais da capacidade de interligação disponível para fins comerciais da harmonização dos cálculos efetuados pelos dois operadores de rede ibéricos (REN e REE). Por motivos de segurança adota-se o menor dos valores calculados por cada operador (ERSE, 2007).

No que concerne à periodicidade da realização dos cálculos para a determinação da capacidade de interligação, existem diferentes escalas temporais estabelecidas: anuais, mensais, semanais, diárias e horárias. Cada um destes horizontes temporais tem particularidades específicas, tendo em conta o grau de certeza da informação disponível. Assim, numa escala anual são estabelecidos os valores típicos para cada um dos meses do próximo ano civil, nos períodos de ponta, horas cheias, e de vazio, que posteriormente podem ser adaptados nas escalas de curto prazo, com base na informação mais recente disponível.

O valor final de capacidade de interligação para fins comerciais obtém-se tendo em conta as capacidades térmicas de cada linha, que variam em função do nível de tensão, existindo uma margem tipicamente de 10% que é reservada para os operadores de mercado poderem gerir possíveis imprevistos ou cobrir erros estimados aquando da simulação de cenários.

Os valores da frequência da capacidade de importação e exportação em 2014 encontram-se representados na figura 4.1, sendo que nestes estão incluídos os valores das limitações da RNT e limitações decorrentes dos parques geradores. Assim sendo, estas capacidades não refletem exclusivamente a capacidade da RNT, que seria mais elevada do que os valores representados se as perdas mencionadas não fossem incluídas.

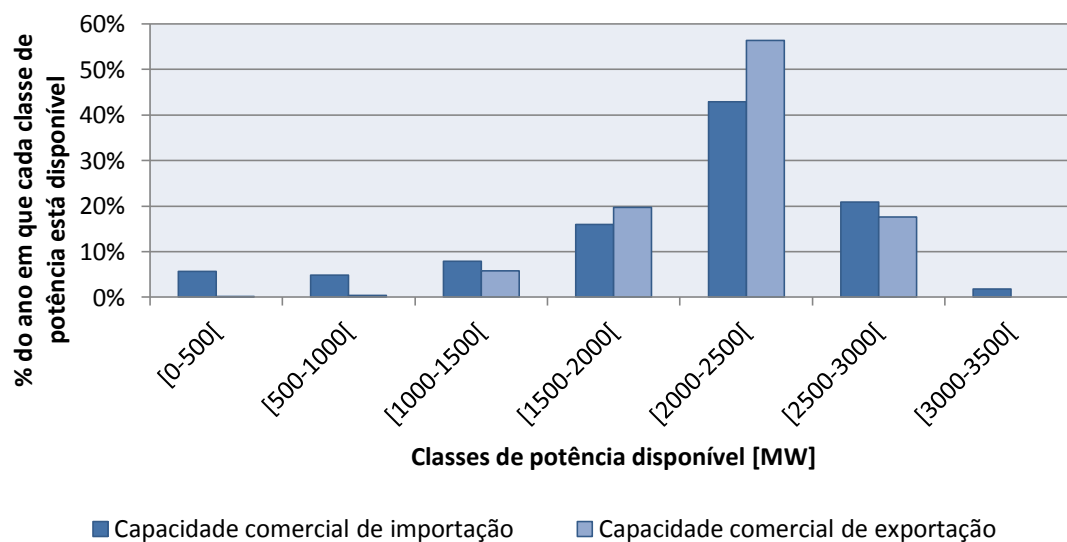


Figura 4.1 – Frequência da disponibilidade da capacidade de importação e exportação em função do tempo em percentagem no ano de 2014.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

Verificou-se um maior número de horas em que a capacidade de interligação disponível foi igual ou superior a 2000 MW e inferior a 2500 MW. Este facto verificou-se em ambos os sentidos, sendo que no sentido Portugal – Espanha correspondeu a 56% do tempo e no sentido inverso correspondeu a 43% do ano.

A capacidade de importação registou um valor médio de 1980 MW no ano de 2014, representando um aumento de 250 MW face ao valor médio de 1730 MW correspondente ao ano anterior. Relativamente à capacidade de exportação o seu valor médio foi de 2055 MW, registando-se também um aumento face ao ano de 2013 em cerca de 350 MW.

Para estes incrementos, face ao ano de 2013 teve um forte contributo a nova linha de interligação “Tavira – Puebla de Guzmán” em maio de 2014 e os reforços efetuados internamente nas redes em cada uma das duas áreas do MIBEL. De referir ainda que pelo mesmo motivo foi atingido, no sentido Espanha – Portugal, os 3000 MW de NTC em setembro de 2015 pela primeira vez (REN, 2014)

Relativamente aos valores nulos verificados no sentido Espanha – Portugal geralmente estão associados a problemas do parque electroprodutor e não da rede de interligação. Um exemplo em que a capacidade de importação pode ser limitada para valores nulos, é quando em Portugal

há um excesso de produção renovável não controlável (num curto espaço temporal) e face a cenários de baixo consumo o valor da capacidade de importação é limitado de modo a que a importação seja substituída por centrais mais controláveis e se necessário reduzir a produção.

4.1.2. Utilização das capacidades disponíveis

Os valores da capacidade de interligação assim como os valores efetivamente verificados, entre as duas zonas do MIBEL no ano de 2014, são apresentados na figura 4.2.

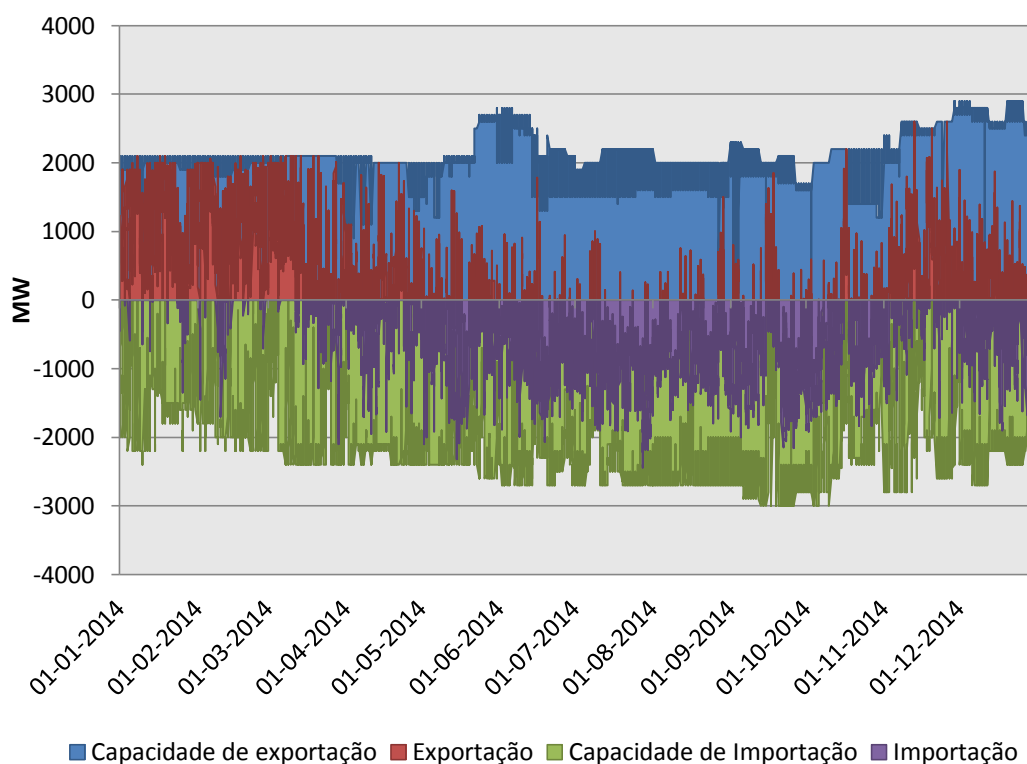


Figura 4.2 – Valores da capacidade de interligação disponíveis e ocupados.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

Neste ano Portugal exportou mais energia elétrica sobretudo nos primeiros quatro meses, tendo o valor médio de exportação anual correspondido a 362 MW.

Relativamente à energia importada, é perceptível um maior fluxo de energia após o quarto mês até aos seis meses seguintes. A maior importação nesta altura estará provavelmente associada à menor produção hidroelétrica nestes meses mais secos, assim como à ligeira quebra de produção de energia eólica verificada, sendo mais vantajoso economicamente importar energia. Relativamente ao valor médio de importação verificado, correspondeu a 464 MW

O grau de utilização verificado das interligações em 2014 correspondeu a um saldo importador tal como nos anos anteriores (ilustrado na figura 4.3). O movimento comercial nas

linhas de interligação transfronteiriças registou no ano em estudo uma redução de 0,41 TWh face ao ano de 2013.

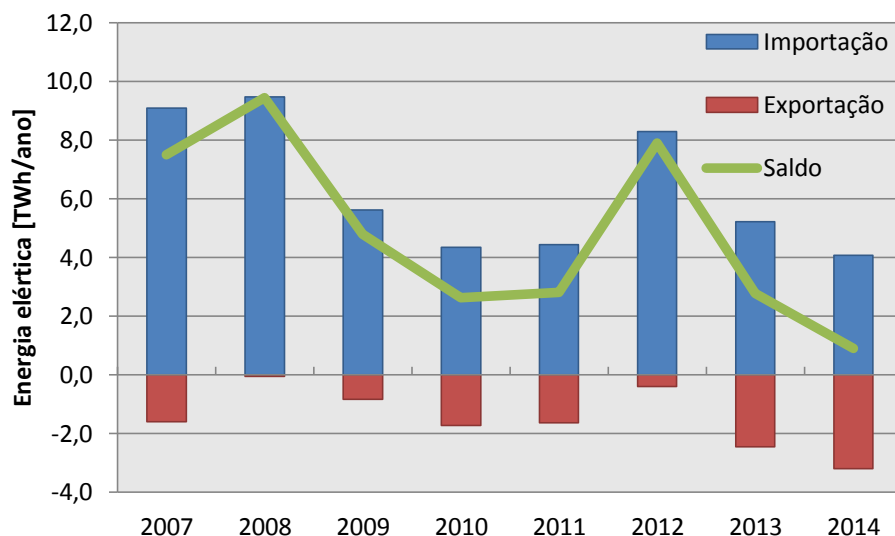


Figura 4.3 – Movimento comercial nas interligações, entre 2007 e 2014.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

A figura 4.4 complementa a figura 4.2, permitindo uma melhor análise da utilização da capacidade de interligação disponível.

Este gráfico representa o número de horas (em percentagem anual) em que se verificou o respetivo nível percentual da utilização da capacidade das interligações.

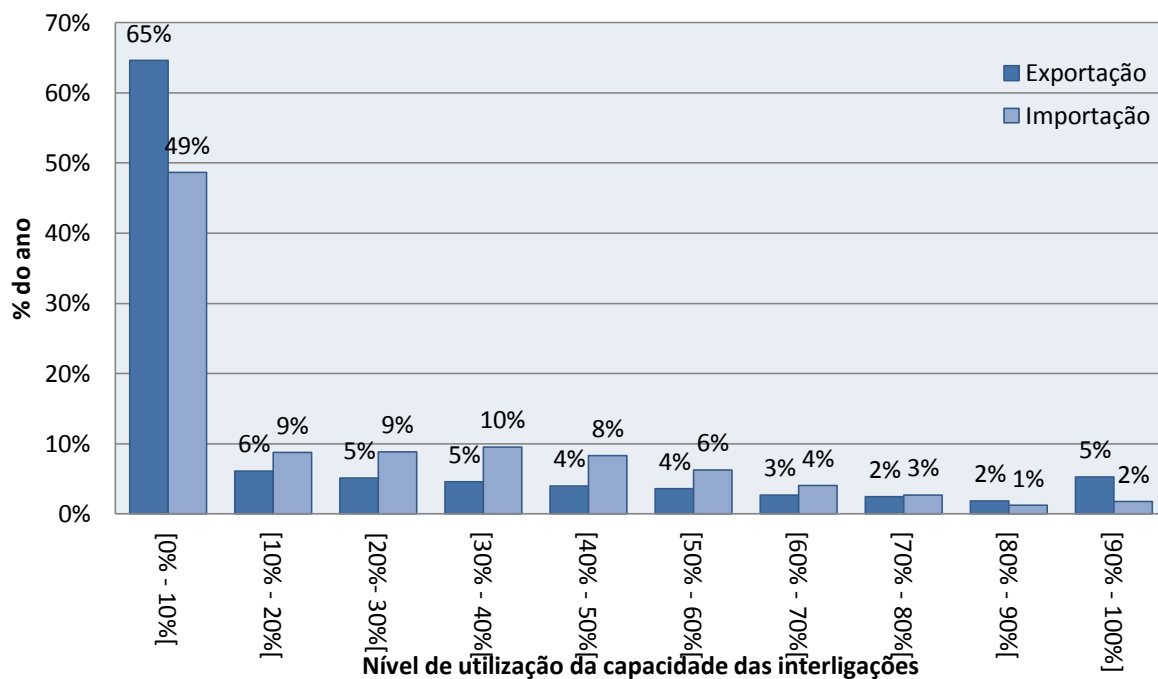


Figura 4.4 – Nível percentual da capacidade de interligação utilizada em função do número de horas (em percentagem anual) em 2014.

Verifica-se que na grande maioria do tempo a capacidade ocupada das interligações é inferior a 10%. Para esta percentagem estão associados os períodos em que não ocorre importação ou exportação de energia elétrica. Relativamente ao tempo em que as interligações foram utilizadas acima dos 90%, verifica-se uma percentagem de 5% no sentido da exportação e 2% no sentido da importação. Estes valores são considerados baixos e pouco significativos, principalmente no sentido de importação, e estão associados ao facto de a REN, em conjunto com a REE, terem vindo a desenvolver um conjunto de ações de planeamento e reforço das suas redes com o objetivo de melhorar os valores da capacidade técnica de interligação.

A figura 4.5 indica o número de horas mensais (em percentagem), em que se verificou uma utilização acima dos 90% da capacidade disponível das interligações transfronteiriças.

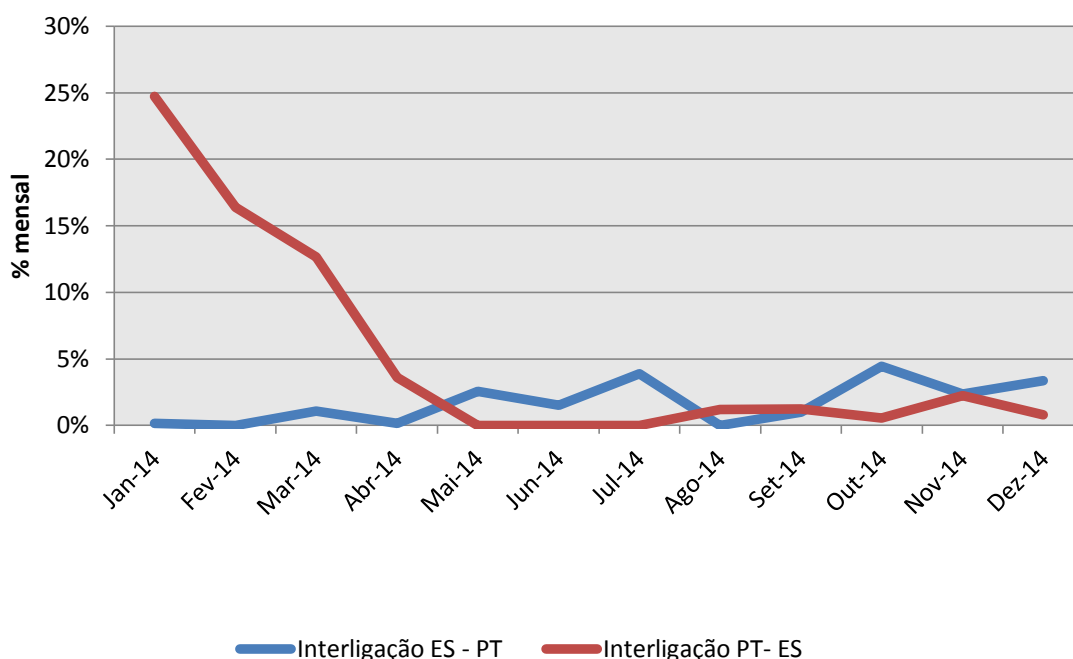


Figura 4.5 – Percentagem mensal em que se registou uma utilização da capacidade das interligações acima de 90% em 2014.

É de realçar novamente o reduzido número de horas em que as interligações no sentido Espanha - Portugal se encontram acima dos 90% da sua capacidade, concluindo-se que não houve grande congestionamento em 2014 neste sentido. Relativamente ao sentido Portugal – Espanha observou-se uma percentagem do tempo considerável da capacidade acima dos 90% nos primeiros três meses do ano, mas nos restantes meses verificou-se um fraco congestionamento.

Para este fraco congestionamento foi fundamental a nova interligação Tavira – P. Guzmán, que entrou em serviço no mês de maio e permitiu condições para que seja possível atingir até 3500 MW de NTC.

Entraram em serviço outros projetos da RNT que tiveram direta ou indiretamente influência na capacidade de interligação. De entre os quais, uma nova linha Carrapatelo – Estarreja 3, resultante da reconstrução de uma linha anterior, que permitiu reforçar a capacidade de escoamento da produção renovável das regiões do Douro e Trás-os-Montes, assim como nas trocas internacionais das interligações desta região. Foram também reforçadas as reactâncias “shunt” em Tavira, permitindo controlar os níveis de tensão na rede (REN, 2014).

Está previsto um reforço da rede a 400 kV entre a subestação de Pedralva e a zona do Porto no final de 2015. Este reforço irá criar condições para o estabelecimento de uma futura interligação prevista para 2017 entre Viana do Castelo e Fontefria.

4.1.3. Capacidades indicativas para fins comerciais em 2015

No quadro seguinte apresentam-se os valores estimados pela (REN, 2014) para a capacidade indicativa para fins comerciais em 2015, tendo em conta apenas as restrições da RNT. Estes valores correspondem a ambos os sentidos de trocas energéticas das duas áreas do MIBEL (importação e exportação), e estão agrupados nos períodos de “Ponta Cheia” e de “Vazio”.

Para cada um destes períodos é apresentado o valor da capacidade de interligação considerando o plano de indisponibilidades inativo e ativo. Este último é apenas representado no quadro quando o seu valor é inferior ao plano Inativo.

Tabela 4.1 – Capacidades indicativas para fins comerciais das interligações ibéricas para 2015 em MW

Sentido das trocas	Portugal → Espanha				Espanha → Portugal			
Período tarifário	Ponta e Cheia		Vazio		Ponta e Cheia		Vazio	
Plano de indisponibilidades programadas de elementos da rede	Inativo	Ativo	Inativo	Ativo	Inativo	Ativo	Inativo	Ativo
Janeiro	3150	-	3060	-	1710	-	2610	-
Fevereiro		-		-		-		-
Março		-		-		-		-
Abril	3150	2520	2610	2430	2520	-	2790	-
Maio		2520		2430		-		-
Junho	3150	-	3150	-	2430	2340	2790	-
Julho		-		-		2250		-
Agosto	3150	-	3150	-	2250	-	2610	-
Setembro	3150	-	3150	-	2160	1800	2340	-
Outubro		-		-		1800		-
Novembro	3150	-	2880	-	1710*	1350	2070	-
Dezembro		-		-		-		-

Fonte: Adaptado de: (REN, 2014)

No sentido Portugal – Espanha verifica-se um aumento relativo, face a 2014, da capacidade de interligação resultante da nova interligação a 400 kV Tavira – P. de Guzmán.

Nos períodos com maior produção hidroelétrica e menor consumo, os valores da capacidade podem reduzir-se para cerca de 2600 MW (plano de indisponibilidades inativo), como consequência da sobrecarga na linha Lagoaça – Aldeadávila, perante a contingência das linhas duplas de Alto Lindoso – Cartelle 1 e 2.

Com o plano de indisponibilidades ativo, verifica-se que a linha que envolve a interligação Pocinho – Aldeadávila 2, em situações de elevada produção hidroelétrica, pode provocar reduções de capacidade para valores próximos de 2400 MW de NTC.

No sentido oposto de interligação, à semelhança dos anos anteriores verifica-se que a principal restrição nos valores identificada pela REN, resulta da diferença angular elevada entre as subestações de Alto Lindoso e de Cartelle. Esta situação resulta devido à elevada produção

elétrica na zona da Galiza e apenas será melhorada com a nova interligação programada entre Viana do Castelo e Fontefria em 2017.

Com a prevista entrada em serviço dos reforços de potência de Venda Nova III e Salamonde II, a REN prevê que em regimes de elevada produção na região do Minho, os valores de importação apresentados na tabela 4.1 podem ser inferiores por questões de segurança da RNT. Com a nova linha prevista a 400 kV entre a subestação de Pedralva e a zona do Porto, estas restrições serão ultrapassadas.

Tendo em conta o plano de indisponibilidades ativo, a capacidade pode ser reduzida até 1400 MW de NTC, como consequência de intervenções no eixo de interligação Cartelle – Alto Lindoso – Pedralva – Riba d’Ave.

4.1.4. Preços do mercado diário praticados em Portugal e Espanha em 2014

A figura 4.6 representa os preços médios mensais praticados no mercado diário em Portugal e Espanha, no ano de 2014. O preço médio anual verificado em Portugal foi de 41,68 €/MWh e em Espanha foi de 41,97 €/MWh.

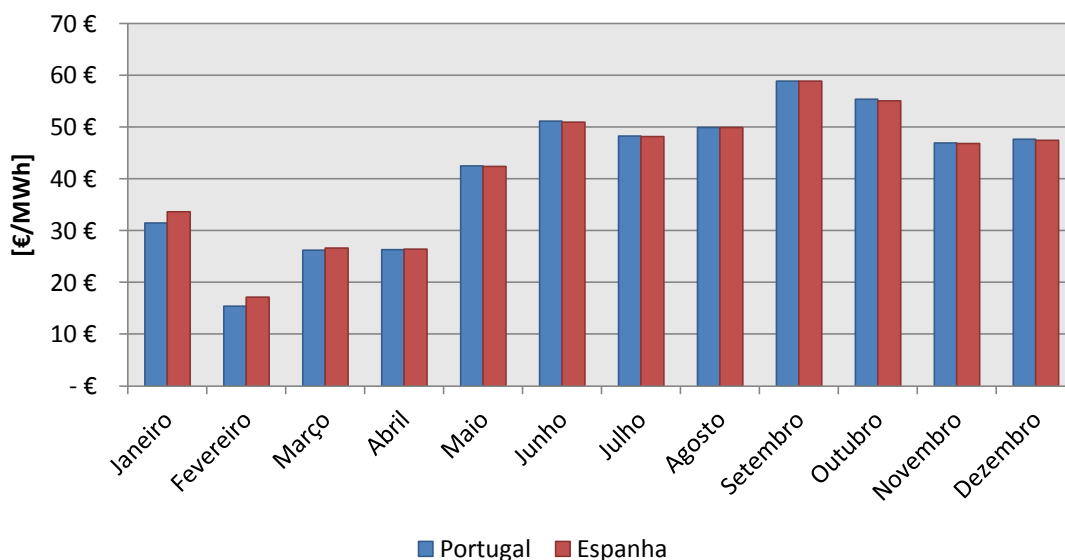


Figura 4.6 – Preço médio mensal do mercado diário em Portugal e Espanha no ano de 2014.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

Os preços médios do mercado diário registados em 2014 são muito semelhantes em ambos os países, tendo sido iguais em 94% do ano, fazendo diminuir a utilização do mecanismo de Market Splitting. A maior diferença ocorreu em janeiro, tendo sido o preço espanhol superior em 2,15 €/MWh em relação ao preço praticado em Portugal. Esta aproximação de preços nos

dois países está associada ao reforço das interligações ibéricas que tem sido desenvolvido, mas também devido ao reforço de redes internas em ambos os países que permitem um maior trânsito de energia em ambos os sentidos, contribuindo para um melhor funcionamento do mercado ibérico.

Importa ainda referir que o maior preço médio foi de 58,91 €/MWh registado em Portugal no mês de setembro, e o menor preço médio foi igualmente registado em Portugal no mês de fevereiro, tendo sido de 15,39 €/MWh.

Na figura 4.7 estão representados os preços médios, máximos e mínimos registados em cada mês em ambos os países ibéricos.

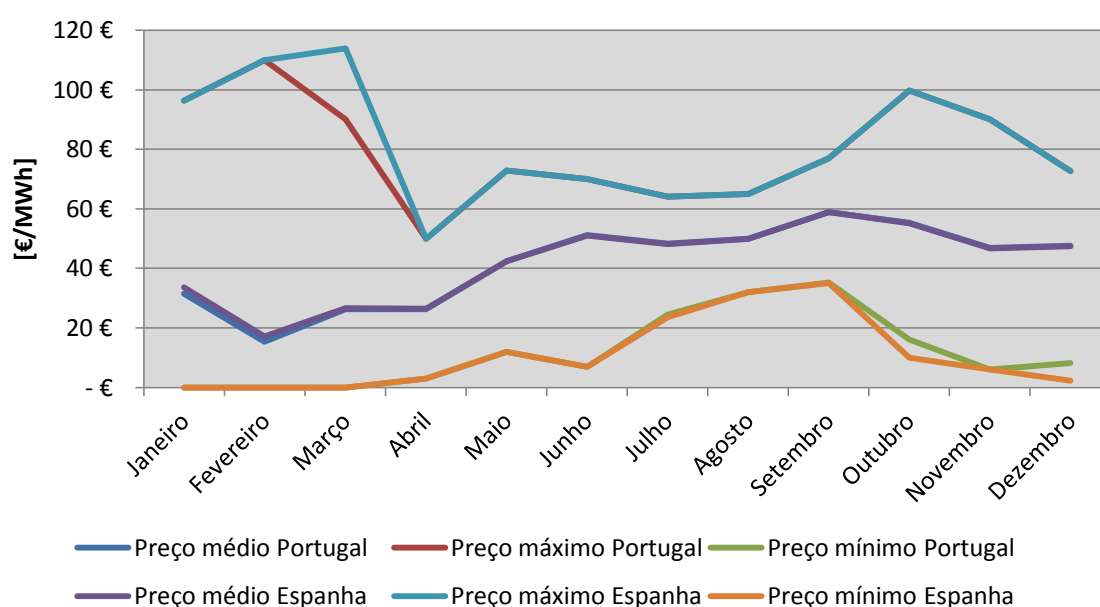


Figura 4.7 – Evolução dos preços do mercado diário em Portugal e Espanha no ano de 2014.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

Numa primeira análise verifica-se a quase total correspondência entre as curvas portuguesas e espanholas tanto nos mínimos, nos máximos como nos preços médios vistos anteriormente. A maior diferença registada foi nos preços máximos entre fevereiro e abril. Neste período a diferença máxima verificada foi de 23,92 €/MWh devido à aplicação do mecanismo de Market Splitting, verificado em alguns dias, tornando o preço do lado espanhol superior ao preço do lado português. Em relação aos preços mínimos, verificou-se a existência de preço zero nos primeiros três meses em ambos os países. As diferenças verificadas ocorreram em outubro e dezembro, tendo o preço espanhol sido inferior ao português. Esta situação está muito provavelmente associada ao facto de em Espanha a dimensão do parque produtor ser muito maior e consequentemente existir um maior número de ofertas a preço zero contribuindo principalmente a produção nuclear que está associada a baixos custos de operação.

Como visto anteriormente, sempre que ocorrem problemas de congestionamento nas interligações ibéricas, verifica-se o mecanismo de Market Splitting passando a haver preços de mercado diário diferentes em cada uma das áreas de operação. Apesar do mecanismo referido ser cada vez menos aplicado devido ao reforço das interligações e das redes internas, ainda não é possível o mercado ibérico funcionar na totalidade do tempo com apenas um preço único para as duas áreas do MIBEL. Na figura 4.8 estão representadas as percentagens do tempo em cada mês de 2014, em que se verificou a aplicação do mecanismo de Market Splitting.

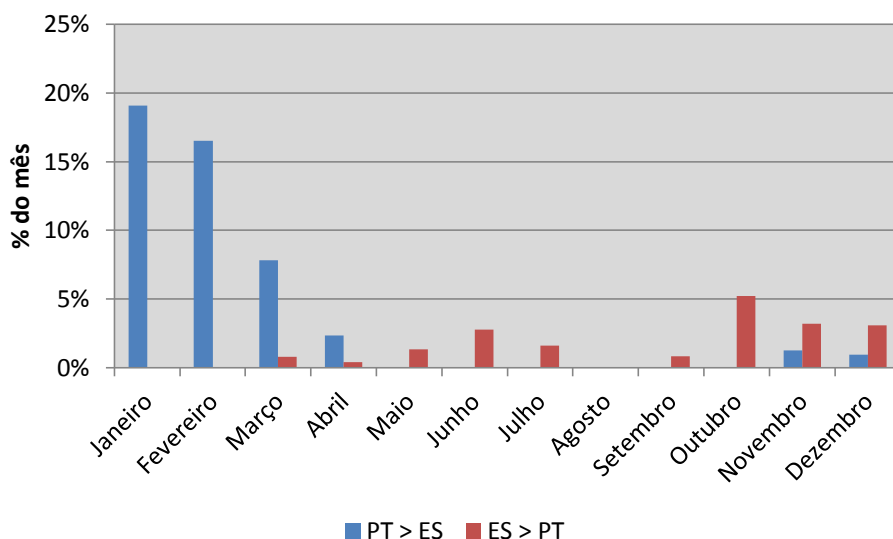


Figura 4.8 – Percentagem de cada mês de 2014 em que ocorreu Market Splitting.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

Em 2014 o mecanismo de Market Splitting foi aplicado em 6% do ano, sendo que 4% foi aplicado no sentido Portugal – Espanha e 2% foi aplicado no sentido inverso. Como consequência houve uma separação de mercados e praticou-se um preço mais elevado na área importadora. O período que registou maior percentagem de ocorrência de Market Splitting foi durante os primeiros três meses e quase na totalidade no sentido Portugal – Espanha, tendo diminuindo bastante nos meses seguintes sobretudo devido à nova interligação Távira – P. Guzmán, que entrou em serviço no mês de maio. No sentido Espanha – Portugal, o mês em que se verificou a aplicação deste mecanismo mais vezes foi em outubro com 5% do tempo. Excetuando os primeiros três meses do ano, os valores de Market Splitting foram inferiores ou iguais a 5% em cada mês, sendo que em agosto não se verificou a ocorrência deste mecanismo em nenhum dos sentidos.

Na figura 4.9 estão representadas as diferenças de preços do mercado diário registadas entre Portugal e Espanha. Os valores positivos correspondem a um preço superior praticado em Portugal e os valores negativos correspondem ao sentido contrário (preço maior em Espanha).

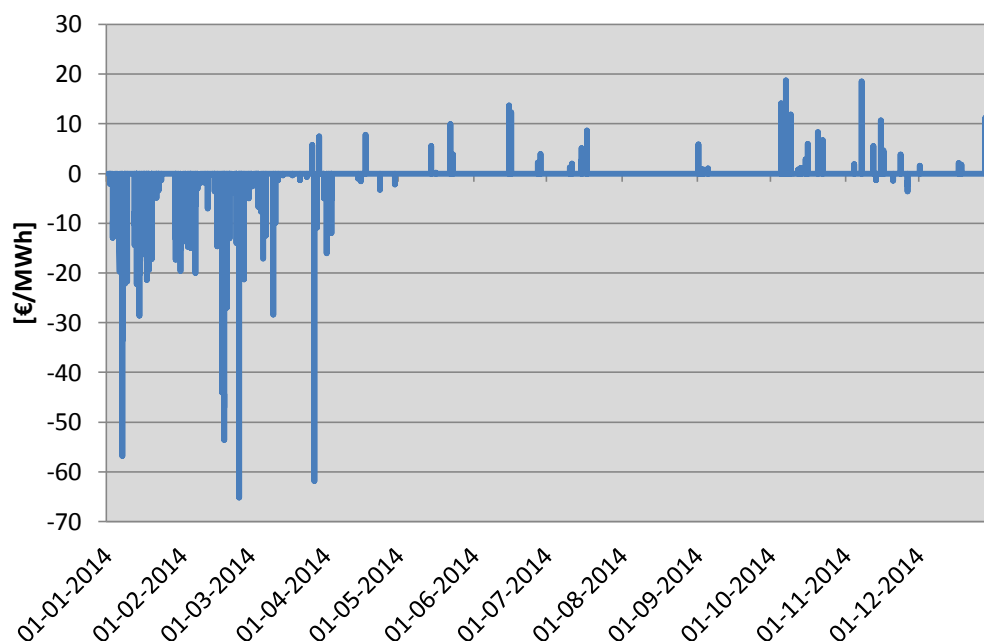


Figura 4.9 – Diferenças do preço de mercado diário ocorridas entre Portugal e Espanha em 2014.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

4.2. Bombagem hidroelétrica em Portugal

4.2.1. Número de dias sem bombagem por central hidroelétrica

Entre 2007 e 2014, existiam em Portugal sete centrais hidroelétricas equipadas com sistema de bombagem (tabela 4.2), perfazendo um total de 1249 MW de potência de bombagem instalada no final de 2014.

Tabela 4.2 – Centrais hidroelétricas com bombagem existentes em Portugal no ano de 2014.

Central	Rio	Entrada em serviço	Potência de Bombagem (MW)
Alto Rabagão	Rabagão	1964	68
V. Nova II (Frades)	Rabagão	2005	192
Vilarinho das Furnas	Homem	1972	79
Agueira	Mondego	1981	336
Alqueva I	Guadiana	2004	214
Alqueva II	Guadiana	2012	220
Torrao	Tâmega	1988	140

Foi efetuado um levantamento do numero de dias em que cada central não efetuou bombagem hidroelétrica neste período. A realização deste estudo teve por base os resultados diários disponibilizados pela REN.

Esta análise permite compreender ao pormenor o nível de utilização da bombagem hidroelétrica em cada central, verificando assim se existem aproveitamentos que apesar de possuírem uma potência de bombagem instalada não estão a dar uso a essa potência. Por outro lado, é pertinente perceber que centrais efetuam bombagem mais vezes no ano, contribuindo com uma maior percentagem no consumo total da bombagem hidroelétrica.

Na figura 4.10 encontram-se os resultados obtidos desta análise, estando representados o numero de dias em que cada aproveitamento hidroelétrico equipado com bombagem não efetuou bombeamento, em cada um dos anos de estudo. De referir ainda que a central do Alqueva II entrou em serviço apenas em novembro de 2012, como tal, o estudo desta central nesse ano corresponde apenas aos últimos dois meses do ano.

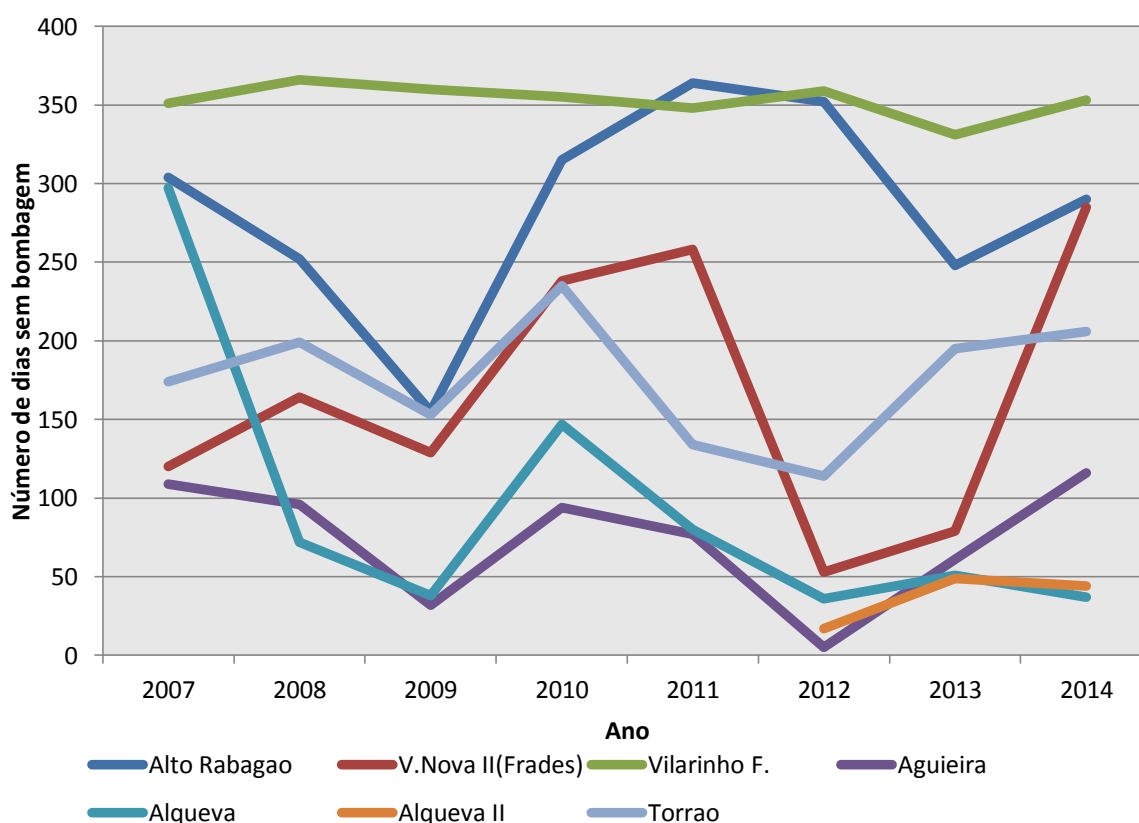


Figura 4.10 – Numero de dias em que cada central não efetuou bombagem entre 2007 e 2014.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

Na análise dos resultados obtidos, conclui-se que nem todas as centrais estão a efetuar bombagem hidroelétrica com a mesma frequência, não aproveitando todo o potencial em bombagem hidroelétrica instalada no país.

Os aproveitamentos que menos utilizam este recurso foram respetivamente a central de Vilarinho das Furnas e do Alto Rabagão, verificando-se no total dos oito anos em estudo uma taxa média de não utilização da bombagem em 97% dos dias no primeiro caso e de 78% no segundo caso.

As possíveis causas da reduzida bombagem nestas centrais, prendem-se com o facto de estas serem as mais antigas do conjunto, como tal os contratos efetuados não incentivam financeiramente as entidades concessionárias à realização de bombagem hidroelétrica e possuem baixos rendimentos.

As centrais que apresentam menos dias sem realizar bombagem, são os aproveitamentos do Alqueva II com uma taxa de não utilização de apenas 13% (considerando apenas os anos de 2013 e 2014), e a central de Aguieira em que 20% dos dias não efetuou bombagem no período em estudo.

Relativamente às restantes centrais, todas elas apresentam uma taxa de não utilização inferior a 50%, sendo de realçar o facto de na maior parte das centrais a utilização da bombagem ser intermitente. Os fatores que fazem variar a bombagem são abordados no ponto 4.2.3 desta dissertação.

4.2.2. Consumos e potências de bombagem

Um dos objetivos principais desta dissertação era avaliar a capacidade atual de bombagem hidroelétrica instalada no país e verificar o seu grau de utilização. Para o cumprimento deste objetivo foram analisadas, primeiramente, as potências de bombagem verificadas entre janeiro de 2014 e maio de 2015, onde constam a evolução da potência total instalada, as pontas mensais da potência de bombagem verificadas, a potência de bombagem média mensal e ainda a potência de bombagem mínima registada em cada mês.

Posteriormente foram analisados os consumos de bombagem verificados no país, entre 2007 e 2014, tendo sido também calculados os valores máximos médios e mínimos da energia consumida para o uso da bombagem hidroelétrica.

Os dados dos consumos e das potências de bombagem hidroelétrica foram obtidos através da página da internet da REN.

Na figura 4.11 estão representadas as potências de bombagem numa escala mensal, estando os valores em MW. As pontas de potência de bombagem diárias estiveram na base da construção da figura.

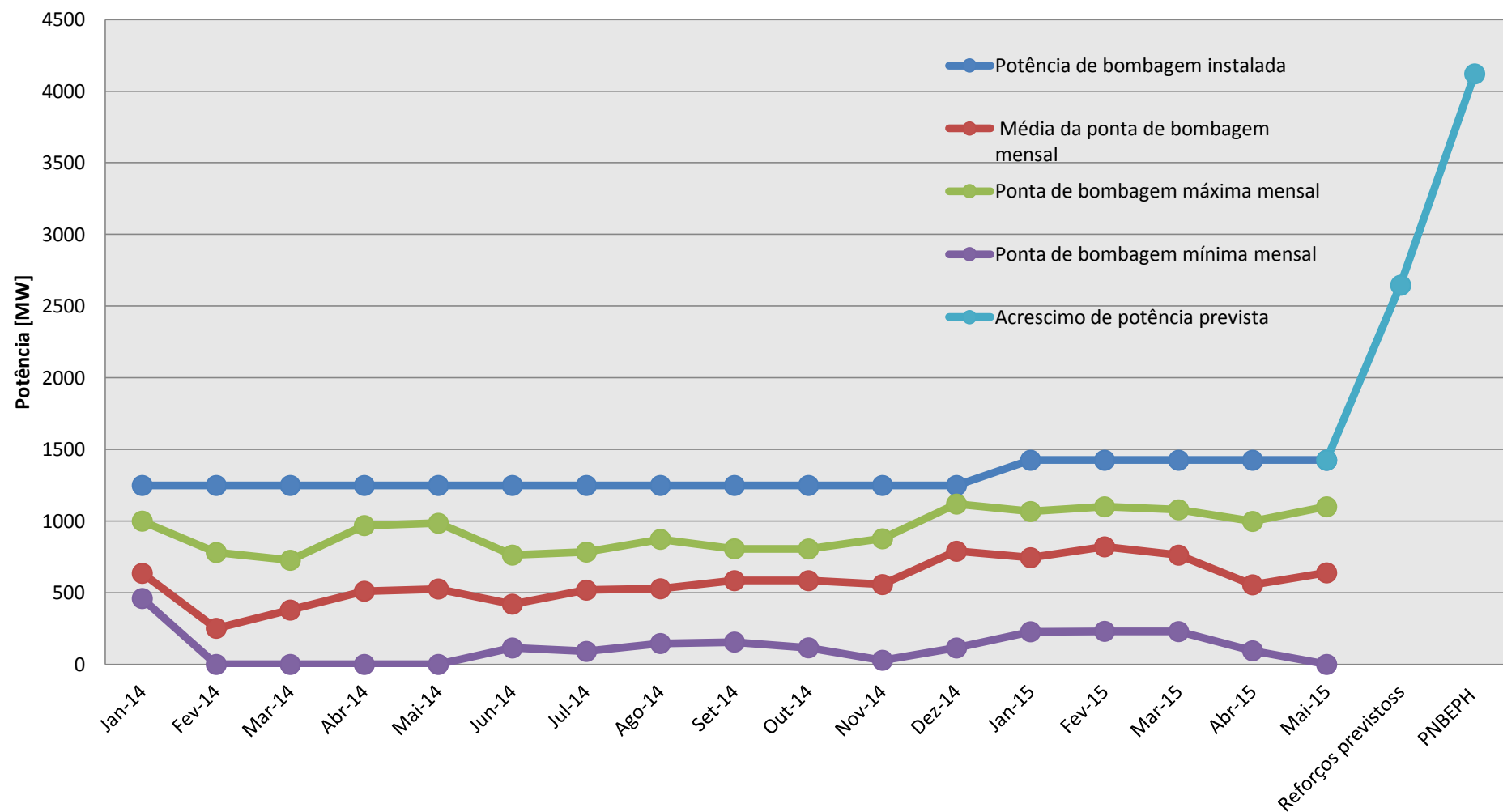


Figura 4.11 – Pontas de bombagem máximas, médias, mínimas e potência total instalada e prevista.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

A potência de bombagem instalada entre janeiro de 2014 e dezembro do mesmo ano, correspondeu ao somatório das potências de bombagem indicadas na tabela 4.2, perfazendo um total de 1249 MW. Em janeiro de 2015 entrou em serviço a nova Central do Baixo Sabor que elevou a potência total instalada no país para 1425 MW.

No período de estudo a ponta de bombagem máxima ocorreu em dezembro de 2014 tendo correspondido a 1119 MW, tendo-se registado 727 MW de ponta máxima mais baixa em março de 2014.

Relativamente à média da ponta de bombagem mensal, obteve o seu mínimo de 252 MW em fevereiro de 2014, correspondendo este valor apenas a 20% da capacidade de bombagem instalada.

Na curva da “ponta de bombagem mínima” registam-se cinco meses em que a ponta mínima foi de 0 MW verificando-se um máximo de 460 MW em janeiro de 2014.

Fazendo uma análise no global Às curvas, destaca-se o excesso de potência instalada no período de estudo. Este excesso é comprovado pelo afastamento da curva da ponta máxima de bombagem em relação á potencia total instalada, em que se verificou uma utilização de 71% da potência total instalada em média. É de realçar que a curva da ponta de bombagem mensal é resultado de apenas um valor máximo registado em cada mês, e mesmo assim as curvas estão muito distantes.

Relativamente à curva da ponta da bombagem média mensal, o distanciamento para a curva da potência total instalada ainda é maior. Em média esta curva corresponde apenas a 44% da curva do total instalado, ou seja, a média das pontas máximas registadas diariamente correspondem apenas a 44% da potência total instalada.

Com os três reforços de potência previstos e com as centrais com tecnologia de bombagem integrantes no PNBEPH, a potência de bombagem instalada será cerca de 4100 MW, significando um aumento de cerca de 65% face à potência de bombagem instalada em maio de 2015. Os custos associados a este acréscimo de potência serão consideravelmente elevados, principalmente na bombagem que advém das novas centrais do PNBEPH, porque implicam a construção de toda a central, sendo que a bombagem que resulta dos reforços de potência previstos terá custos menores, pois apenas a tecnologia será alterada na central já existente.

Na figura 4.12 estão representados os consumos de bombagem no período de 2007 a 2014. Os valores dos consumos são apresentados em GWh e correspondem à energia máxima, média e mínima mensal utilizada para realização de bombagem hidroelétrica neste período.

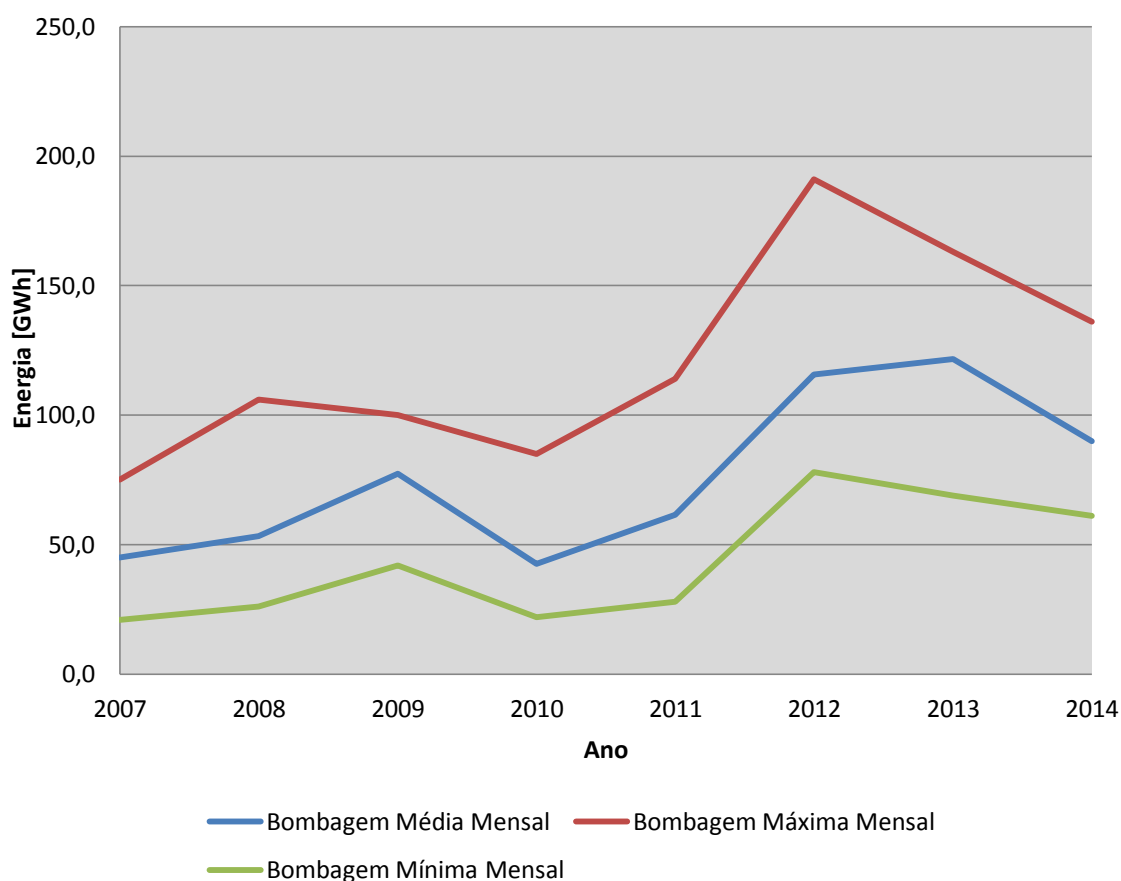


Figura 4.12 – Bombagem máxima, média e mínima mensal no período de 2007 a 2014.

Fonte: Adaptado de: (REN, 2015)

Analisando os consumos de bombagem hidroelétrica, existem vários aspetos que requerem uma análise cuidadosa. Desde logo é possível perceber que houve grande variabilidade nos consumos, estando associada vários fatores que influenciam diretamente a bombagem que serão analisados nos pontos seguintes.

Interessa primeiramente referir, que é no ano de 2013 que se regista um maior consumo de bombagem hidroelétrica (1459 GWh). Apesar de 2013 ser o ano com maior consumo, é o ano de 2012 que apresenta o máximo registado de 163 GWh em dezembro deste ano.

Relativamente aos menores consumos verificados, destacam-se os anos de 2007, 2008 e 2010 como estando abaixo da média de consumo de bombagem, no período em estudo, sendo neste ultimo o que se verificou uma bombagem média mensal mais baixa correspondendo a 42,5 GWh. A bombagem mínima mensal observou-se em Junho de 2007 e correspondeu a 21 GWh.

4.2.3. Correlação entre a bombagem hidroelétrica e os fatores que a influenciam

Precipitação

Existem vários fatores no país que influenciam o clima, em especial a precipitação, tais como: a proximidade geográfica entre Portugal Continental e o Oceano Atlântico, o facto de a área do país estender-se mais em latitude do que em longitude e a orografia da região conter áreas significativas nas regiões Norte e Centro com mais de 1000 m de altitude. A região do Minho, onde estão concentradas a maioria das barragens no país, é uma das zonas da Europa que regista valores médios de precipitação mais elevados, por outro lado verifica-se o oposto em algumas regiões do interior do Alentejo (Miranda, et al., 2006)

A figura 4.13 representa os valores médios de precipitação mensal desde 2007 a 2014. Os valores de precipitação foram obtidos através dos boletins sazonais e anuais do Instituto português do mar e da atmosfera (IPMA) disponíveis na sua página da internet (IPMA, 2015).

Os meses de Outono e Inverno são os que registam uma maior precipitação. Em média, o mês de dezembro é o mais chuvoso, e regista 109 mm. Contudo, os meses de outubro, novembro, janeiro e fevereiro também registam precipitações médias mensais elevadas. Os meses de julho e agosto são os mais secos do ano, com uma precipitação média mensal de 10mm e 9 mm respetivamente. Observa-se ainda que 73% da precipitação concentra-se entre os meses de outubro e março.

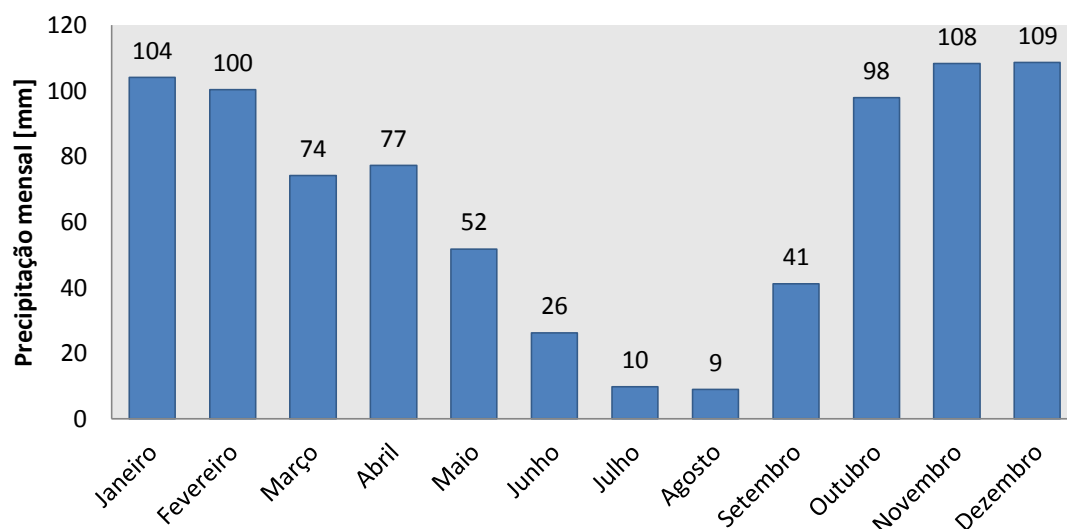


Figura 4.13 – Precipitação média por mês no período 2007 – 2014

Fonte: Adaptado de (IPMA, 2015).

Da análise da figura 4.14 verifica-se que os dois anos com maior precipitação em Portugal Continental são respetivamente os anos de 2014 e 2010. As menores precipitações são registadas nos anos de 2007 e 2008 sendo o valor mínimo de 531 mm em 2007. O valor de precipitação média é de 808 mm.

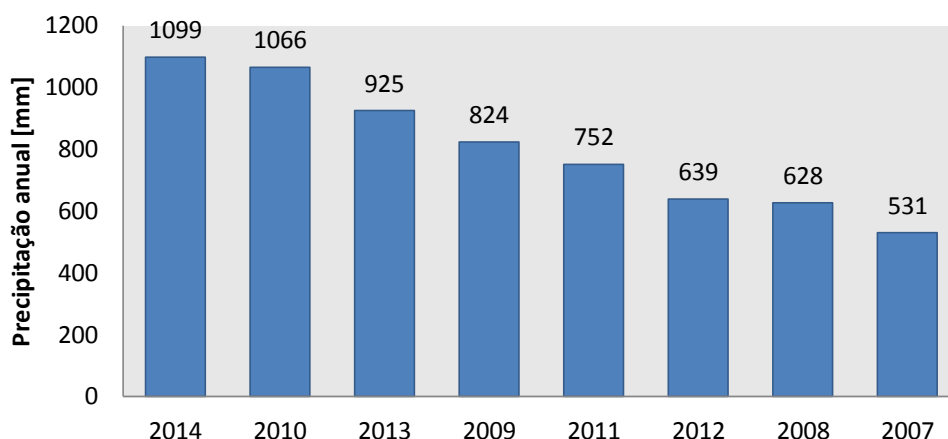


Figura 4.14 – Precipitação média anual entre 2007 e 2014 em ordem decrescente

Fonte: Adaptado de (IPMA, 2015).

A correlação entre a bombagem hidroelétrica e a precipitação é interessante de ser analisada, com o intuito de verificar se nos períodos em que ocorre menos precipitação (em que os volumes de água nas albufeiras das barragens são menores), estão associados a maiores períodos de bombagem e consequentemente se os picos de precipitação registados, estão associados a épocas de menor bombagem.

O gráfico seguinte representa a bombagem hidroelétrica (GWh) em função da precipitação média mensal (mm) no período de 2007 a 2014.

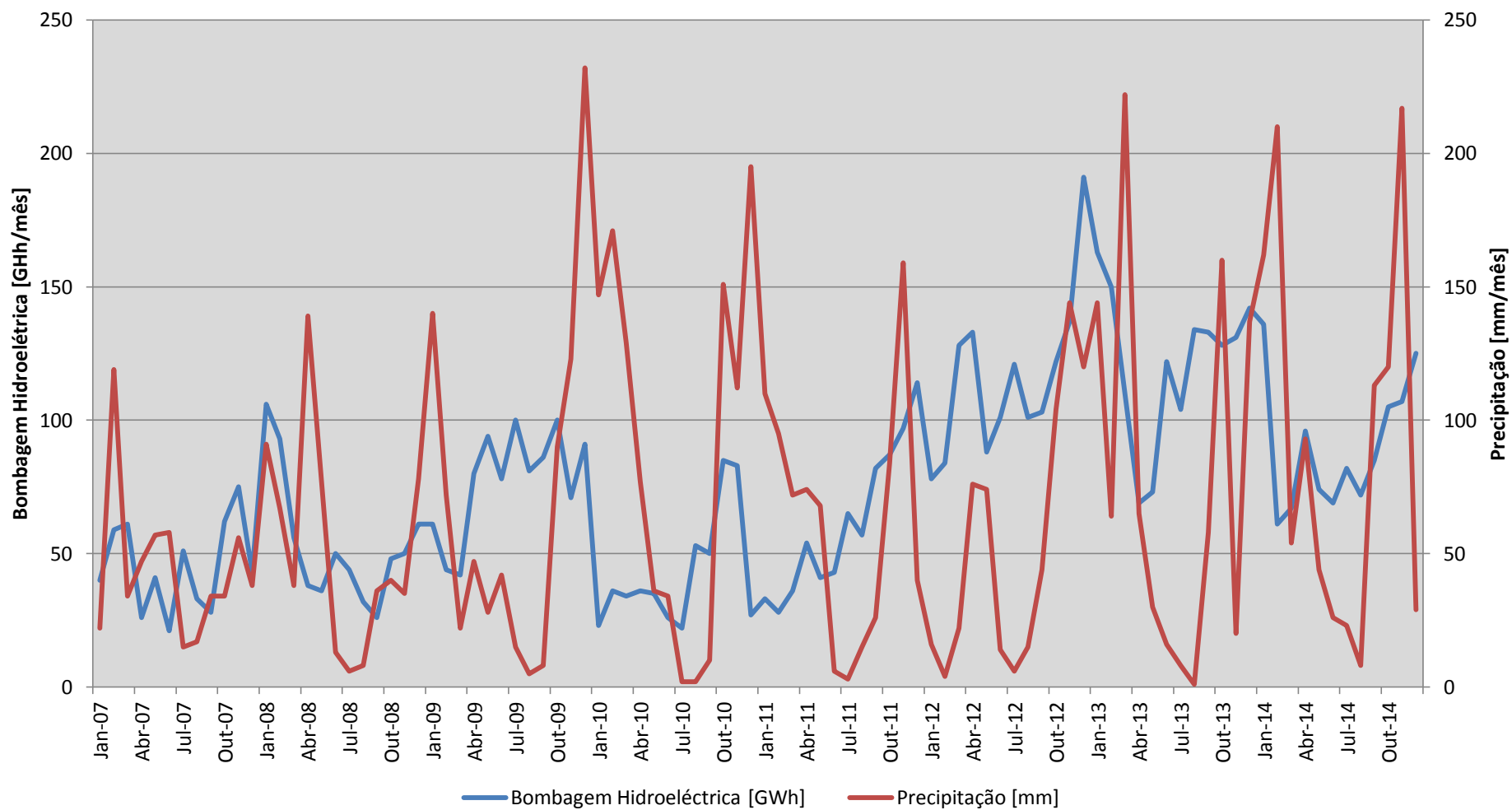


Figura 4.15 – Bombagem hidroelétrica vs. Precipitação entre janeiro de 2007 e dezembro de 2014.

Fonte: Adaptado de (REN e IPMA)

Os resultados obtidos nas correlações entre a bombagem hidroelétrica e a precipitação indicam que as variáveis não têm uma correlação significativa. O valor do coeficiente de Pearson foi de 0,17 o que significa uma fraca correlação positiva. Relativamente ao coeficiente de determinação (R^2) obtido, indica que nem 1% da variância da bombagem hidroelétrica é explicada pela variância da precipitação. Para além do valor da correlação ser muito baixo, estranhamente não é negativo, o que significa que é necessária uma análise mais cuidadosa com intuito de perceber se a precipitação está diretamente relacionada com a bombagem ou não.

Ao analisar os extremos e pontos de maior relevância da figura 4.15, existem períodos dos consumos de bombagem que poderão ser explicados com base na precipitação ocorrida.

O primeiro exemplo em que os consumos de bombagem podem ser explicados com base na precipitação, ocorreu no ano de 2010 onde foi constatada uma fraca bombagem realizada nesse ano, tendo sido mesmo o ano em que se verificaram menores consumos de bombagem, muito provavelmente pode ser justificada com a elevada precipitação ocorrida nesse ano, que em contraste, correspondeu ao ano mais chuvoso.

Um outro exemplo ocorreu no início de 2013 em que se verificou uma queda acentuada no consumo de bombagem até ao mês de abril. Esta queda pode ser justificada com a precipitação acima da média ocorrida nesse período, em que o mês de março foi considerado o 2º mais chuvoso dos anteriores 50 anos (IPMA, 2015).

Por fim, um exemplo semelhante ocorreu em fevereiro de 2014 em que foi registado um grande decréscimo nos consumos de bombagem, não tendo sido realizada bombagem na segunda metade do mês (figura 4.16), em contraste com a elevada precipitação ocorrida nesse inverno, registando-se em fevereiro valores superiores a 200 mm.

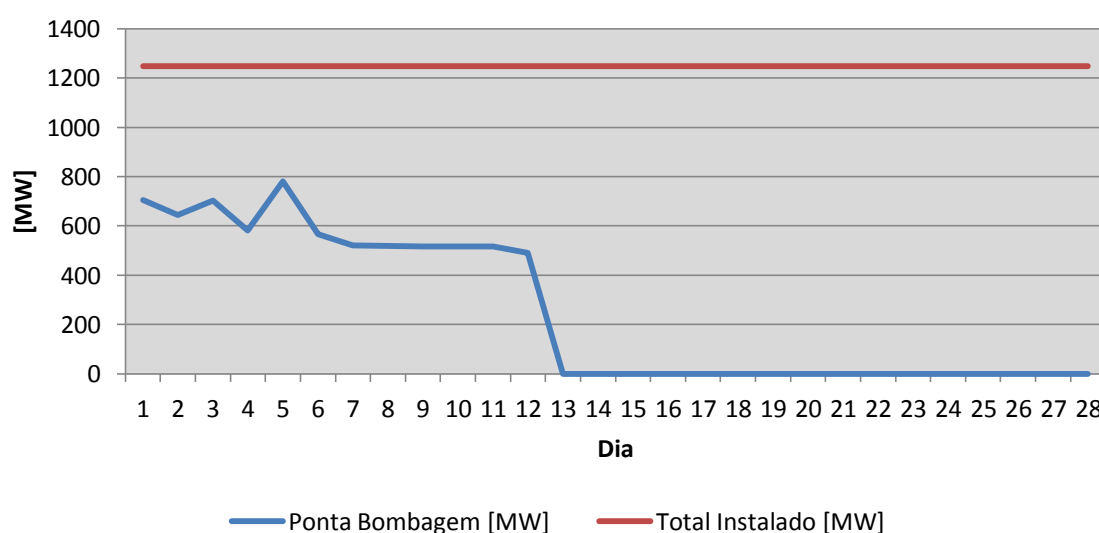


Figura 4.16 - Bombagem realizada vs. Total instalado em fevereiro de 2014.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

Estes três exemplos de quedas nos consumos de bombagem não poderão ser justificados nem com a produção eólica nem com a energia elétrica importada e exportada, como poderá ser analisado nos pontos seguintes desta dissertação.

Energia eólica

Portugal é um país em que o recurso natural do vento é muito abundante, em especial no litoral, como tal foi efetuada uma grande aposta na energia eólica ao longo dos últimos anos, tornando Portugal no 12º país com maior capacidade de potência eólica instalada a nível mundial no final de 2014 segundo (GWEC, 2015).

A figura 4.17 representa a evolução da potência eólica instalada no território continental no período de 2007 a 2014, de acordo com os dados da DGEG.

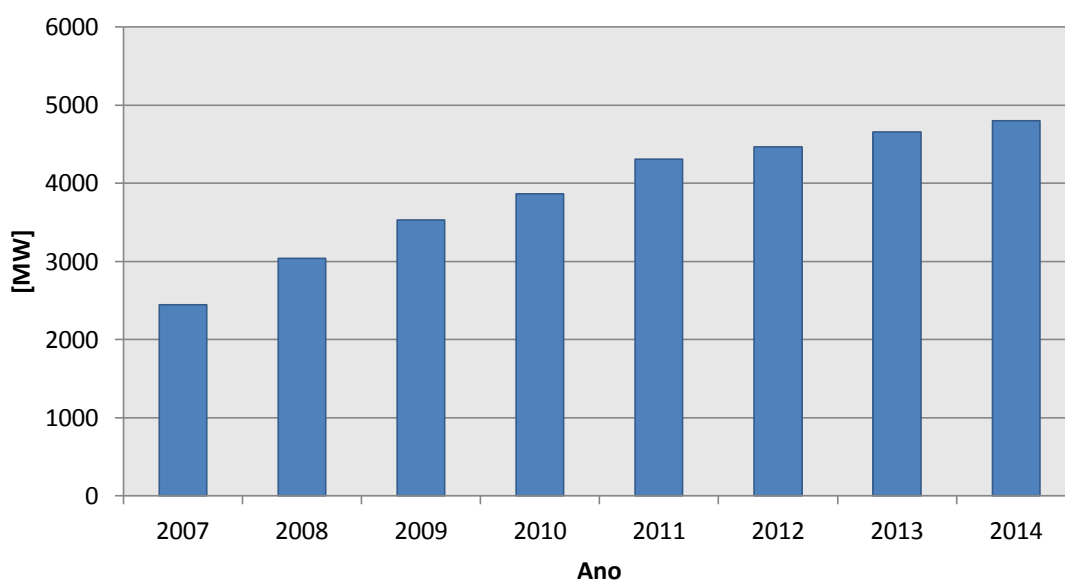


Figura 4.17 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal Continental entre 2007 e 2014.

Fonte: Adaptado de (DGEG, 2015)

Todos os anos verifica-se um crescimento da potência eólica instalada, sendo que em Portugal Continental no final de 2014 era de 4796 MW e representa um crescimento de cerca de 50% face à potência instalada em 2007. Relativamente ao ano de 2014 (figura 4.18), o mais recente do estudo, observou-se uma ponta eólica máxima de 4130 MW no mês de novembro. Os meses de verão apresentam potências mais baixas devido ao facto de neste período o recurso vento ser menos abundante. É de referir ainda que a potência média em 2014 corresponde a cerca de 44% da potência total instalada no território continental.

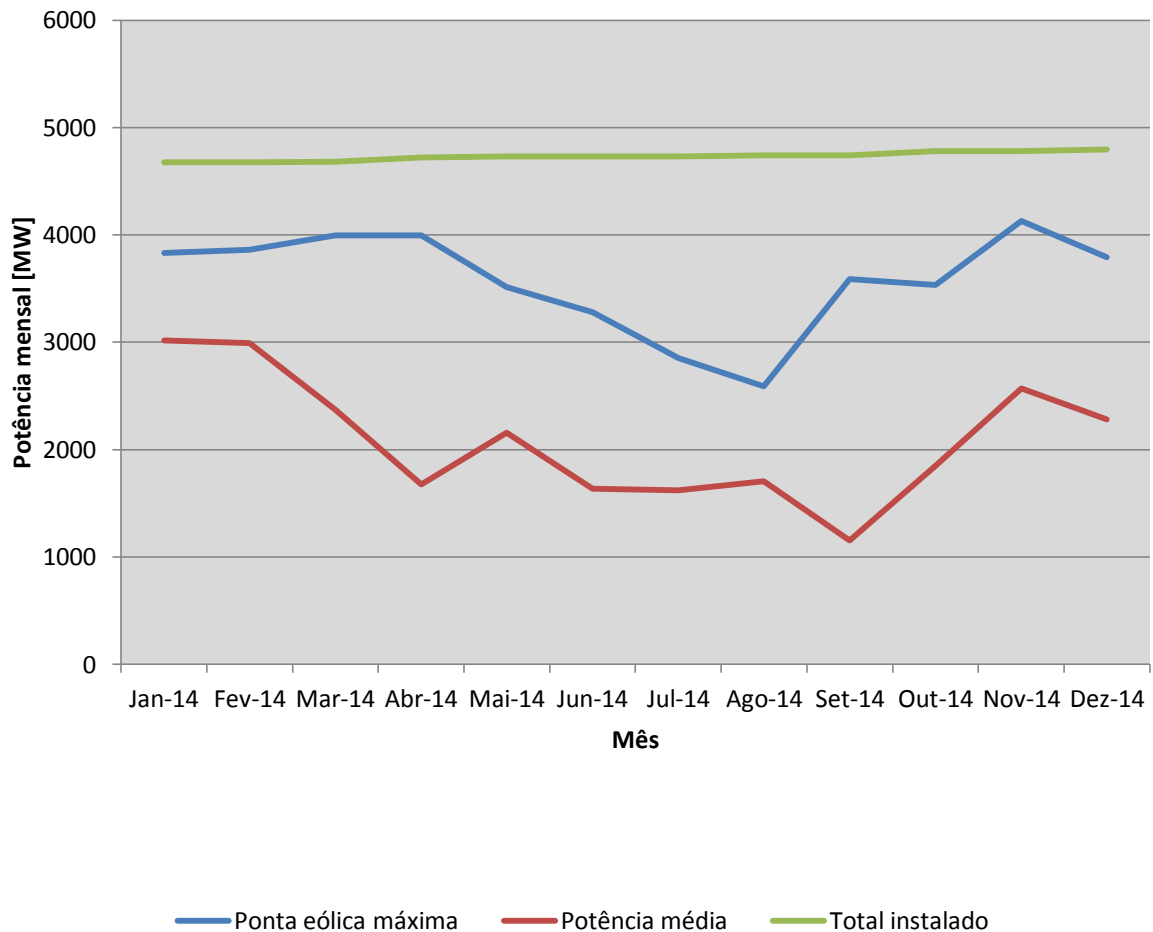


Figura 4.18 - Potência eólica máxima, média e total instalada em 2014

A utilização da bombagem hidroelétrica de modo a armazenar o excesso de energia elétrica produzida pelos parques eólicos, é vista como uma das principais vantagens dos sistemas hidroelétricos reversíveis. Deste modo é pertinente analisar a correlação entre estes dois fatores e verificar se realmente existe uma correlação entre eles. A figura 4.19 representa a bombagem hidroelétrica (GWh) em função da energia eólica produzida (GWh) no período de 2007 a 2014.

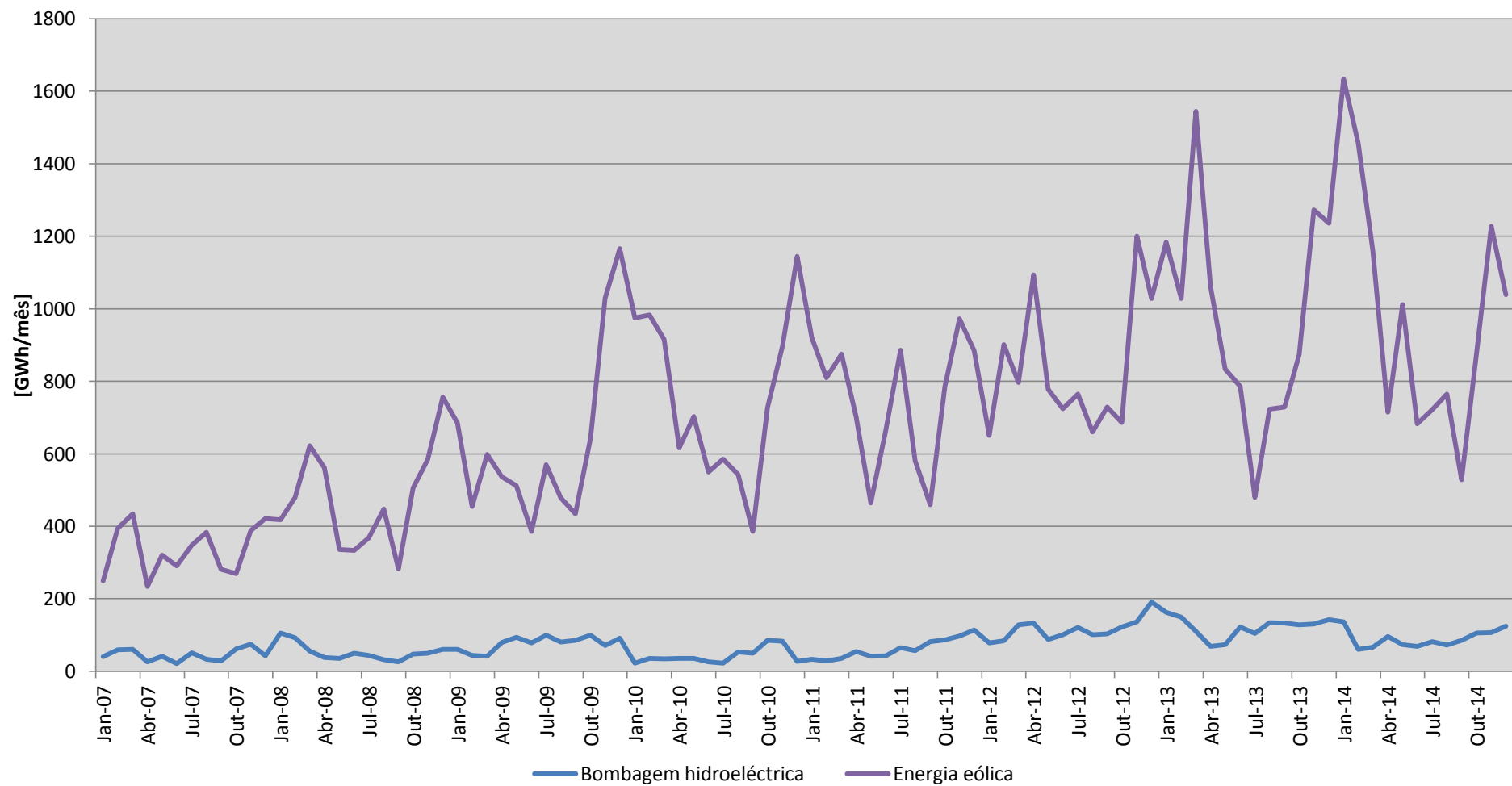


Figura 4.19 – Bombagem hidroelétrica vs. Energia eólica produzida entre janeiro de 2007 e dezembro de 2014.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

Em relação aos resultados das correlações obtidas para a energia eólica, verifica-se um correlacionamento positivo. O valor do coeficiente de Pearson obtido foi de 0,50 o que significa uma correlação moderada positiva. Neste caso o valor de (R^2) obtido indica que 25% da variância da bombagem hidroelétrica é explicada pela variância da energia eólica produzida.

Estes resultados indicam que a produção de energia eólica é um bom indicador da bombagem hidroelétrica, contribuindo com uma parte significativa para a realização da bombagem, e como esperado nota-se uma maior correlação da bombagem hidroelétrica com a energia eólica do que com a precipitação.

Para além dos valores das correlações indicarem um correlacionamento entre as variáveis, através da observação gráfica nota-se claramente esta correlação, pois na grande maioria do tempo a variação da curva da produção de energia eólica provoca um comportamento semelhante na curva de bombagem hidroelétrica. Este comportamento é mais evidente no primeiro ano do estudo e em 2012.

No entanto são identificadas algumas exceções. Existem períodos de grande crescimento de produção eólica que não estão associados a um aumento de bombagem hidroelétrica. Estes períodos são principalmente os identificados no ponto anterior e estão associados a épocas em que houve uma maior precipitação e não houve necessidade de efetuar bombagem, exportando assim o excesso de energia eólica para Espanha.

Importação e exportação de energia elétrica

As transações de energia elétrica entre Portugal e Espanha já foram abordadas no ponto 4.1, no entanto é de referir novamente o saldo importador que se tem verificado nos últimos anos, apesar de nos mais recentes anos de 2013 e 2014 já se ter verificado um aumento nas exportações em contraste com uma diminuição na energia elétrica importada de Espanha.

Relativamente à correlação destes dois fatores com a bombagem hidroelétrica (figura 4.20), é principalmente importante perceber se a energia elétrica importada tem um correlacionamento direto com a bombagem hidroelétrica e se os picos de energia exportada coincidem com os períodos em que não houve uma grande necessidade de utilizar a bombagem devido à precipitação elevada nesses períodos.

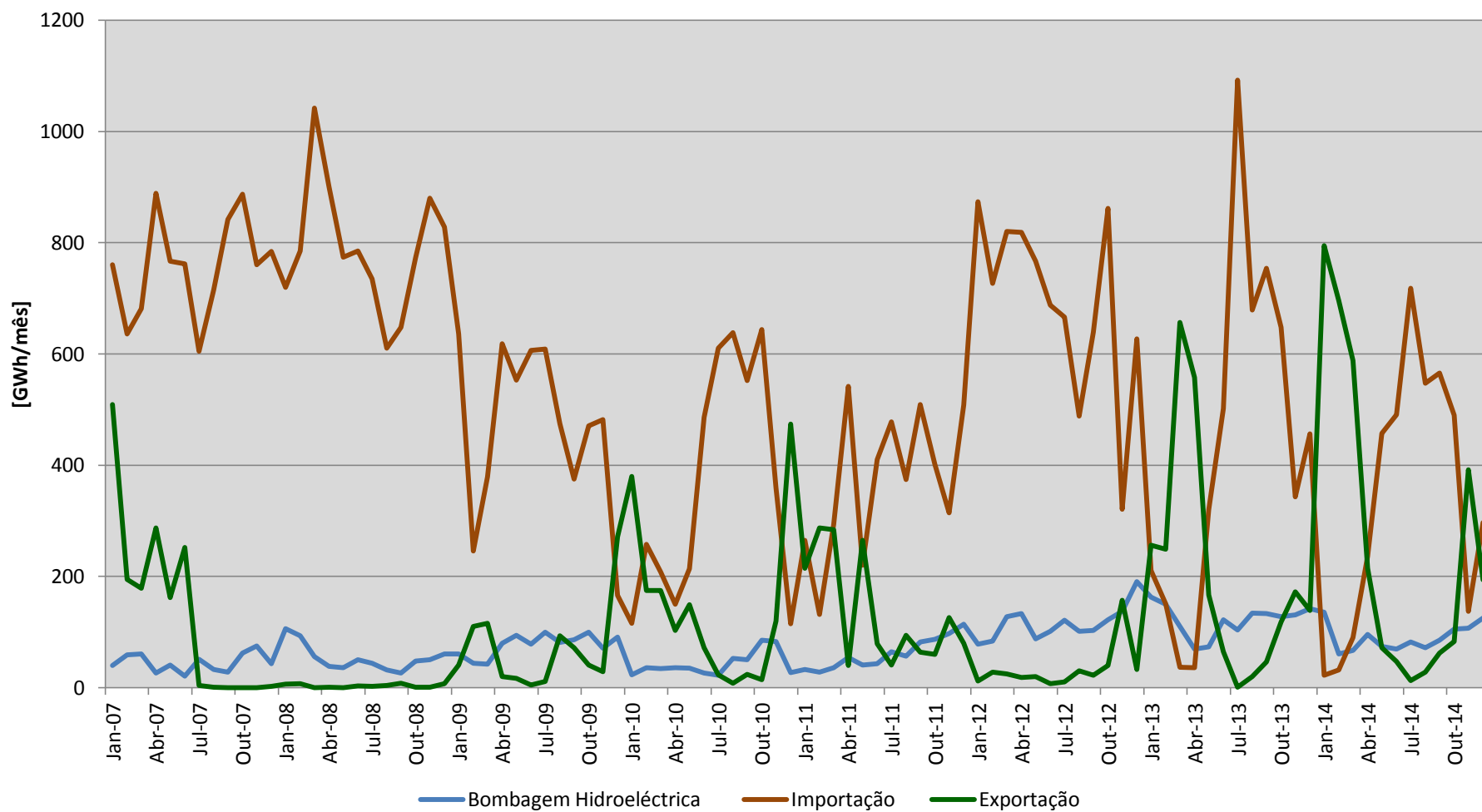


Figura 4.20 – Bombagem hidroelétrica vs. Importação e exportação de energia elétrica entre janeiro de 2007 e dezembro de 2014.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

Os resultados das correlações obtidas para a importação e exportação indicam que as variáveis não estão correlacionadas. Para a exportação o valor do coeficiente de Pearson obtido foi de -0,01 e para a importação o valor correspondeu a -0,04. Como estes valores aproximam-se muito de zero, significa que as variáveis não dependem linearmente uma da outra. Relativamente ao Coeficiente de Determinação obtido foi inferior a 1% para ambas as variáveis, o que significa que menos de 1% da variância da importação e da exportação é explicada pela variância da bombagem hidroelétrica.

Ao analisar cada ano em separado de uma forma mais minuciosa, em termos da energia exportada verifica-se a existência de alguns pontos em que o volume de exportações subiu muito rapidamente, acompanhado nestes picos por quebras nos consumos de bombagem. Este facto pode ser explicado pela forte precipitação coincidente com estes períodos, o que implica que não seja necessário recorrer à bombagem hidroelétrica e como forma de aproveitar os elevados níveis de produção de energia eólica também verificados, procedeu-se à exportação dessa energia. Três exemplos desta situação descrita ocorreram em dezembro de 2010, abril de 2013 e janeiro de 2014.

Relativamente à energia elétrica importada verifica-se um aumento dos consumos de bombagem hidroelétrica na maioria dos períodos em que se verifica importações de energia elétrica acima da média. Como é possível observar nos dois diagramas de cargas diários seguintes exemplares, houve importação de energia elétrica principalmente nas horas em que existiu bombagem hidroelétrica, comprovando assim a existência de corelacionamento entre a energia elétrica importada e a bombagem hidroelétrica.

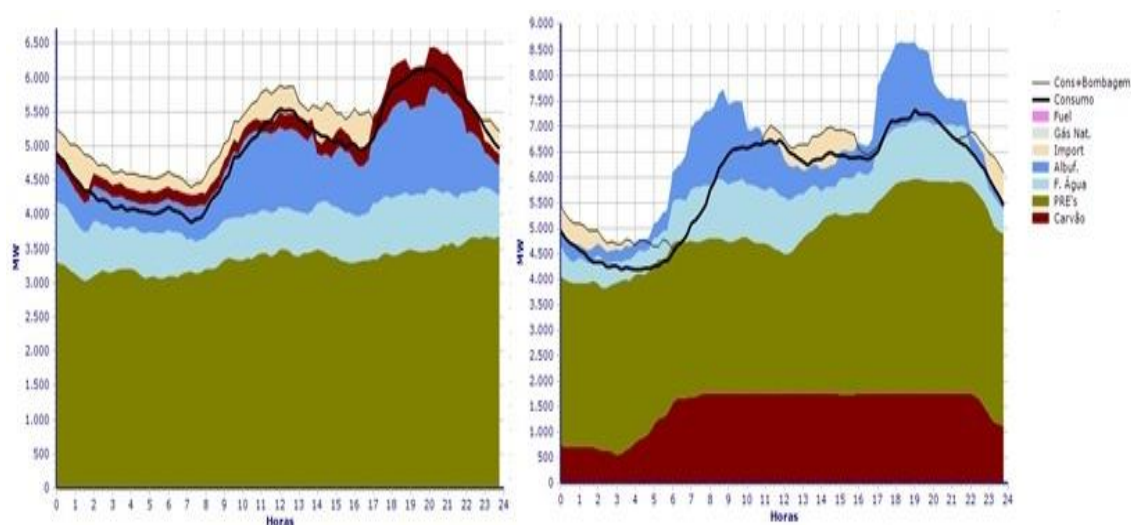


Figura 4.21 – Diagrama de carga do dia 16 de novembro e 1 de dezembro de 2014 em que se registou importação de energia elétrica maioritariamente no período de bombagem

Fonte: (REN, 2015)

Nota ainda para a existência de correlação positiva moderada da energia elétrica exportada com a energia eólica produzida e a pluviosidade, com um coeficiente de Pearson de 0,58 no primeiro caso e de 0,53 no segundo. É também observada uma correlação negativa significativa entre a energia elétrica importada com a energia eólica produzida e com a pluviosidade, tendo os valores de Pearson correspondido a -0,64 e -0,69 respetivamente.

4.2.4. Tecnologias que influenciam o preço de mercado

Tal como referido anteriormente, o preço da energia final de mercado para cada hora do dia resulta do cruzamento entre a curva de oferta e a curva de procura, existindo assim não um mas sim 24 preços diários.

As tecnologias presentes a mercado têm ordem de mérito para entrarem na rede, que resulta da ordenação crescente dos custos marginais de produção. A tecnologia que consegue obter um maior preço para a venda da sua energia para cada hora, é a que define o preço de mercado correspondendo este preço ao valor a que todas as outras tecnologias, com custo marginal de produção mais baixo, vão receber pela venda da sua energia (GALP, 2011).

A tecnologia com prioridade de entrada na rede é a PRE que para além do benefício de remunerada através de uma tarifa própria não entra no mercado diário o que obriga os consumidores de último recurso a comprar toda a energia proveniente deste regime. Assim sendo os CUR ficam com a necessidade de adquirir menos energia elétrica no mercado. O sobrecusto resultante das PRE é a diferença do valor pago pela energia produzida neste regime e o preço resultante do encontro da oferta e procura do mercado diário.

A restante ordem de entrada na rede das outras tecnologias resulta dos custos marginais, mas por vezes existem restrições técnicas que obrigam a não cumprir esta ordem. Um exemplo destas restrições são as centrais que injetam na rede energia com custos marginais superiores a uma tecnologia que está parada mas não é possível desligar no imediato a primeira e ligar a segunda, pois para além do elevado tempo resultante da operação os custos associados também são elevados.

No histograma seguinte estão representadas, para o ano de 2014, o número de horas em que cada tecnologia marcou o preço do mercado diário em Portugal.

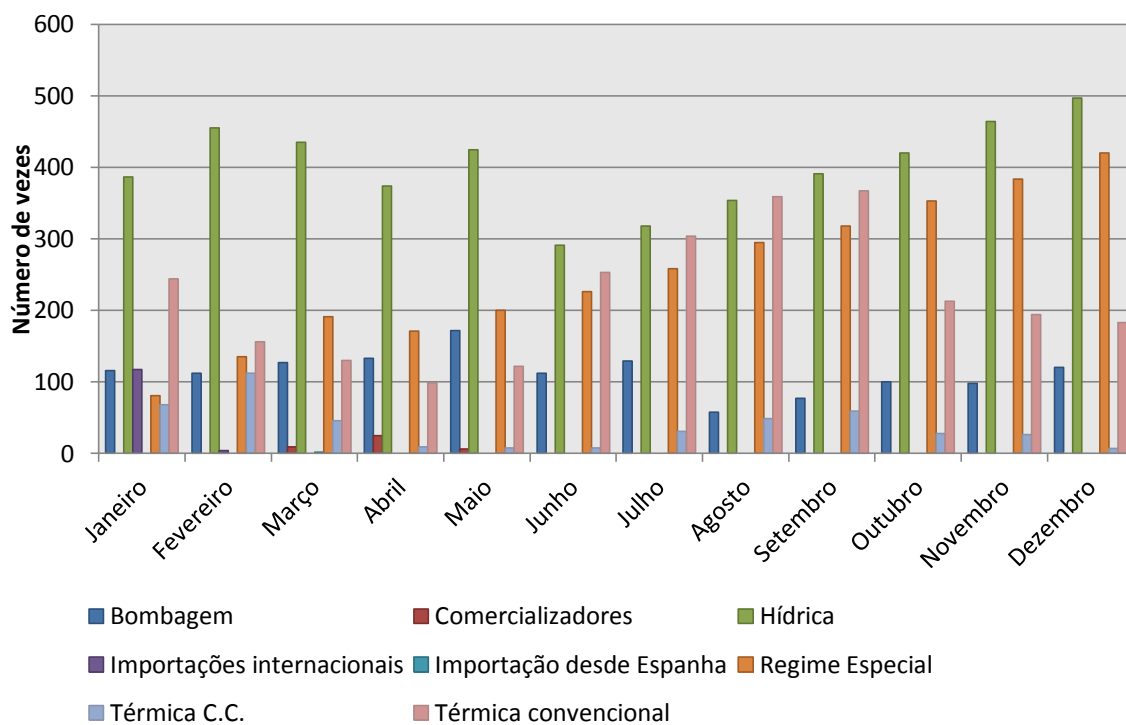


Figura 4.22 - Número de horas de cada mês de 2014 em que cada tecnologia marcou o preço no mercado diário em Portugal.

Fonte: Adaptado de (OMIE)

A tecnologia hídrica foi a que mais tempo marcou o preço do mercado diário, com 4811 horas em 2014, seguida da tecnologia em regime especial, térmica convencional, e bombagem. A energia hídrica é a que define o preço de mercado na maior parte do tempo, implicando que todas as outras tecnologias sejam remuneradas a este preço. Assim, verifica-se que esta tecnologia pode obter lucros significativos fazendo uma correta gestão da e água disponível nas albufeiras.

Na figura 4.23 estão representados o preço médio mensal do mercado diário em 2014, assim como as tecnologias presentes no sector elétrico português que contribuem mais para a formação do preço médio do mercado diário.

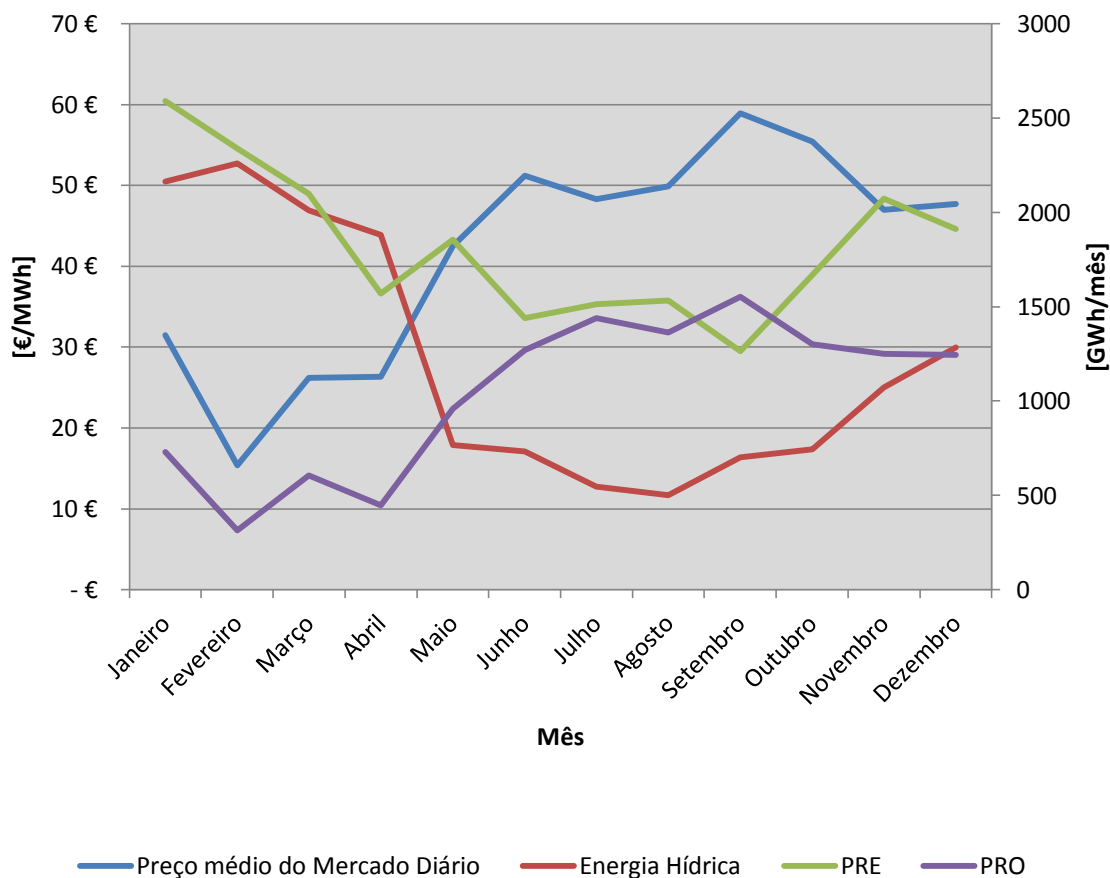


Figura 4.23 – Preço médio do mercado diário vs. Tecnologias que mais vezes marcaram este preço.

Fonte: Adaptado de (REN, 2015)

Através da análise gráfica é possível verificar que os meses em que se verificam maiores produções de energia hídrica, o preço médio mensal do mercado diário foi mais baixo. Ao longo do ano a energia hídrica vai perdendo a preponderância contrastando com o aumento da PRO. Por outro lado, o preço médio aumenta nos meses em que ocorre uma diminuição de produção de energia hídrica, que é acompanhada pela maior preponderância da energia térmica.

Esta relação também pode ser verificada através do cálculo dos coeficientes das correlações de Pearson. O coeficiente obtido entre a correlação do preço médio com a energia hídrica produzida foi de -0,90, significando uma forte relação negativa. O mesmo sucede com a correlação do preço médio e a PRO em que a correlação é muito significativa mas positiva, sendo o valor obtido de 0,97.

Quanto à energia produzida em regime especial, também se observa uma relação linear com o preço médio do mercado diário, verificando-se uma diminuição de preços quando esta tecnologia está mais presente, embora este relacionamento não seja tão evidente como o da

energia hídrica. O coeficiente de Pearson da PRE com o preço médio é de -0,67 e significa uma correlação negativa moderada.

4.2.5. Preços praticados quando há ocorrência de bombagem e produção hidroelétrica

Cenário 1 (base)

Na figura 4.24 está representada a evolução dos preços médios mensais de produção e bombagem hidroelétrica obtidos no ano de estudo para o primeiro cenário, assim como a diferença entre estes. A obtenção destes valores foi efetuada com base nos critérios identificados no capítulo da Metodologia.

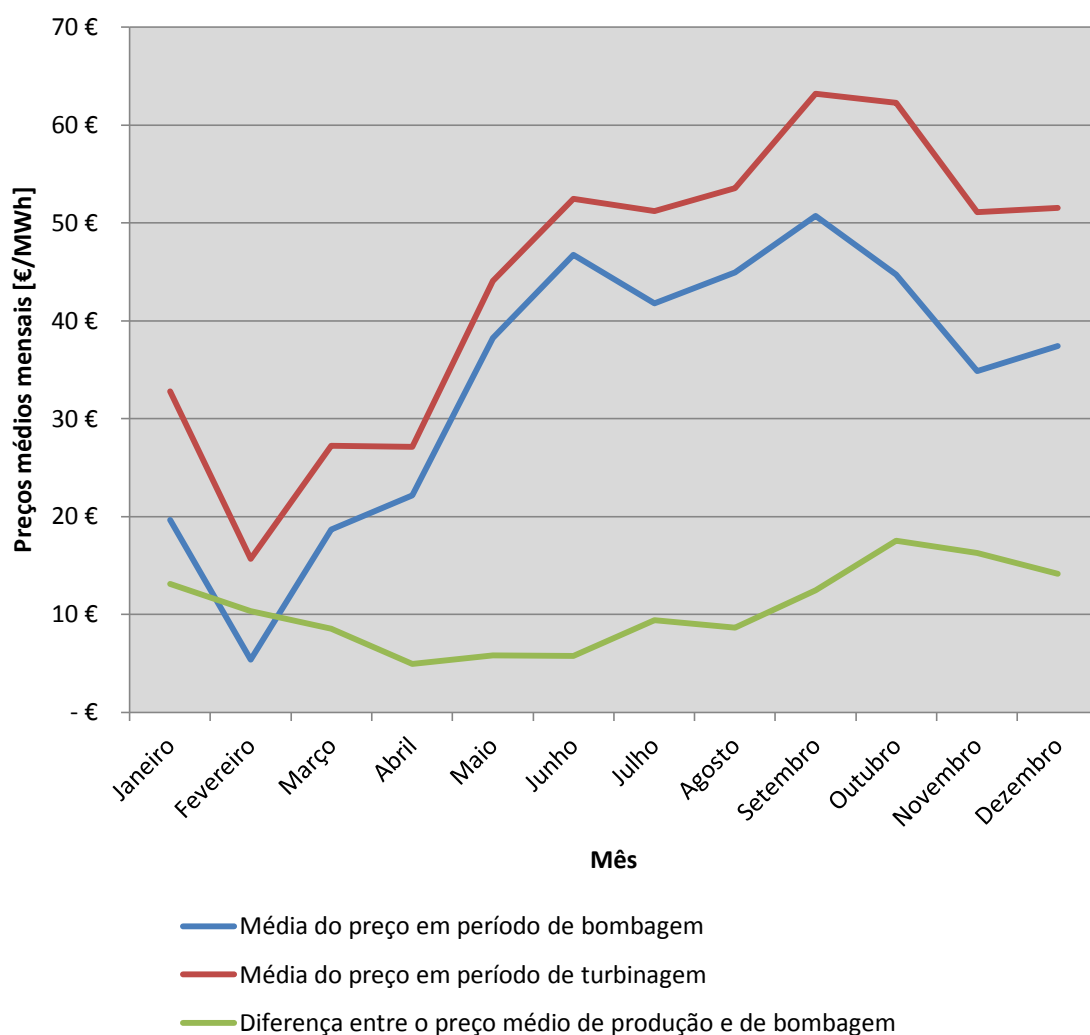


Figura 4.24 – Preço médio do mercado diário nos períodos de produção e bombagem hidroelétrica vs. Diferença dos preços no cenário 1.

Ao analisar a figura 4.24, verifica-se que é o mês de fevereiro que se regista os preços mais baixos para a produção hidroelétrica assim como para a bombagem, com os respetivos preços de 15,68 €/MWh e 5,36 €/MWh. O mês de setembro é o que regista os preços máximos, sendo o preço de produção de 63,16 €/MWh e o preço de bombagem de 50,72 €/MWh.

A curva da diferença de preços indica que é no mês de outubro em que se regista uma maior diferença entre o preço de produção e o de bombagem hidroelétrica correspondendo a 17,54 €/MWh. O mês em que a diferença de preços é menor verifica-se em abril, sendo a diferença de apenas 4,93 €/MWh. É de realçar que no período entre março e agosto a diferença de preços é inferior a 10 €/MWh. Analisando no global a diferença de preços, conclui-se que esta é muito pequena, tendo ainda em conta o facto de se aplicar o rendimento global do ciclo de bombagem a estes preços, o que conduz a preços ainda mais inferiores.

Na tabela 4.3 estão representados os valores de receita mensal tendo em conta os preços calculados para cada mês no período de bombagem e de produção hidroelétrica, e considerando um rendimento de 0,75 no ciclo de bombagem.

Tabela 4.3 – Receita resultante do ciclo de bombagem em 2014 no cenário 1

Mês	Preço médio de bombagem [€/MWh]	Preço médio de turbinagem [€/MWh]	Energia para bombagem [GWh]	Energia obtida por turbinagem [GWh]	Despesa com a energia na bombagem [M€]	Receita com a energia turbinada [M€]	Receita mensal [M€]
Janeiro	19,67	32,79	136	102	2,67	3,34	0,67
Fevereiro	5,36	15,68	61	46	0,33	0,72	0,39
Março	18,67	27,23	67	50	1,25	1,37	0,12
Abril	22,16	27,09	96	72	2,13	1,95	-0,18
Mai	38,24	44,08	74	56	2,83	2,45	-0,38
Junho	46,73	52,47	69	52	3,22	2,72	-0,51
Julho	41,80	51,22	82	62	3,43	3,15	-0,28
Agosto	44,91	53,56	72	54	3,23	2,89	-0,34
Setembro	50,72	63,16	85	64	4,31	4,03	-0,28
Outubro	44,70	62,24	105	79	4,69	4,90	0,21
Novembro	34,84	51,10	107	80	3,73	4,10	0,37
Dezembro	37,40	51,55	125	94	4,68	4,83	0,16
TOTAL					36,50	36,45	-0,06

A receita de uma central hidrelétrica equipada com bombagem resulta da diferença entre o preço de turbinagem e o preço de bombagem, mas tendo em conta que a energia turbinada é inferior em 25% relativamente à energia no processo de bombagem, com o rendimento considerado.

Assim sendo, verifica-se um prejuízo financeiro, resultante da compra e venda de energia no ciclo de bombagem, de cerca de 57 k€ resultante principalmente dos meses em que a diferença de preços é muito pequena. Deste modo, é apenas rentável proceder à bombagem hidroelétrica quando o rendimento global da central multiplicado pelo preço no período de produção é superior ao preço no período de bombagem, pois a energia turbinada é inferior à energia necessária no processo de bombagem.

Cenário 2 (otimista)

A elaboração deste cenário correspondeu a uma perspetiva mais otimista relativamente ao cenário 1. Como descrito no capítulo da metodologia, o rendimento considerado neste cenário foi superior ao rendimento do cenário anterior correspondendo a 0,80, assim como os preços em período de turbinagem também foram superiores. Na figura 4.25 encontram-se representados os preços médios em período de turbinagem e em período de bombagem, assim como a diferença entre eles.

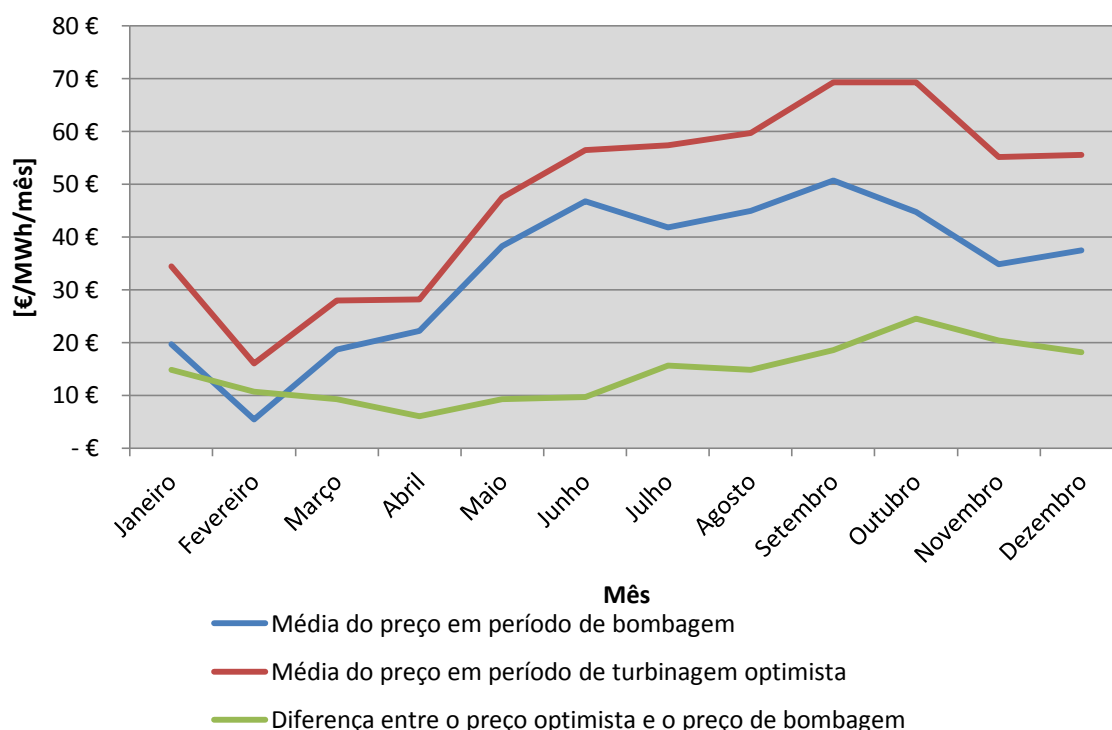


Figura 4.25 – Preço médio do mercado diário nos períodos de produção e bombagem hidroelétrica vs. Diferença dos preços no cenário 2.

Analisando os preços do cenário 2 comparativamente aos do cenário 1, verifica-se um aumento médio mensal no preço médio em período de turbinagem de 7%. Este aumento foi mais acentuado principalmente nos meses em que se verificou uma maior percentagem da energia total produzida proveniente da energia de bombagem. A diferença de preços mais baixa

continuou a registar-se em abril e correspondeu ao valor de 6,04 €/MWh, tendo sido alcançada a diferença máxima no mês de outubro, correspondendo a 24,56 €/MWh. No global da diferença de preços conclui-se novamente que esta é baixa. Para que o negócio da bombagem através da compra e venda de energia seja rentável, terá de ser efetuado com preços acima de 20 €/MWh, facto que se verificou apenas nos meses de outubro e novembro. Na tabela 4.4 estão representados os valores de receita mensal tendo em conta os preços calculados para cada mês no período de bombagem e de produção hidroelétrica de acordo com a metodologia adotada.

Tabela 4.4 – Receita resultante do ciclo de bombagem em 2014 no cenário 2

Mês	Preço médio de bombagem [€/MWh]	Preço médio de turbinagem [€/MWh]	Energia para bombagem [GWh]	Energia obtida por turbinagem [GWh]	Energia hídrica total [GWh]	Percentagem da energia turbinada resultante da bombagem	Despesa com a energia na bombagem [M€]	Receita com a energia na turbinagem [M€]	Receita mensal [M€]
Janeiro	19,67	34,44	136	109	2 163	5%	2,67	3,75	1,07
Fevereiro	5,36	16,02	61	49	2 260	2%	0,33	0,78	0,45
Março	18,67	27,96	67	54	2 010	3%	1,25	1,50	0,25
Abril	22,16	28,20	96	77	1 880	4%	2,13	2,17	0,04
Maiο	38,24	47,47	74	59	768	8%	2,83	2,81	-0,02
Junho	46,73	56,42	69	55	733	8%	3,22	3,11	-0,11
Julho	41,80	57,37	82	66	546	12%	3,43	3,76	0,34
Agosto	44,91	59,72	72	58	500	12%	3,23	3,44	0,21
Setembro	50,72	69,28	85	68	702	10%	4,31	4,71	0,40
Outubro	44,70	69,26	105	84	745	11%	4,69	5,82	1,12
Novembro	34,84	55,18	107	86	1 073	8%	3,73	4,72	1,00
Dezembro	37,40	55,57	125	100	1 283	8%	4,68	5,56	0,88
TOTAL							36,50	42,13	5,63

Os resultados da receita obtida através deste cenário, correspondem a uma receita de cerca de 5,5 M€. Apesar de ser uma receita mais otimista do que a receita do cenário 1, ainda assim este valor é considerado baixo face aos montantes anuais movimentados na compra e venda de energia. A este valor ainda devem ser somadas todas as despesas resultantes das centrais de bombagem como os custos operacionais que não foram incluídos neste cálculo.

4.2.6. Número de horas em que houve bombagem e produção hidroelétrica

A figura 4.26 representa o número médio de horas mensal em que ocorreu bombagem e produção de energia hidroelétrica assim como o total de energia hídrica produzida e energia utilizada para uso de bombagem em 2014.

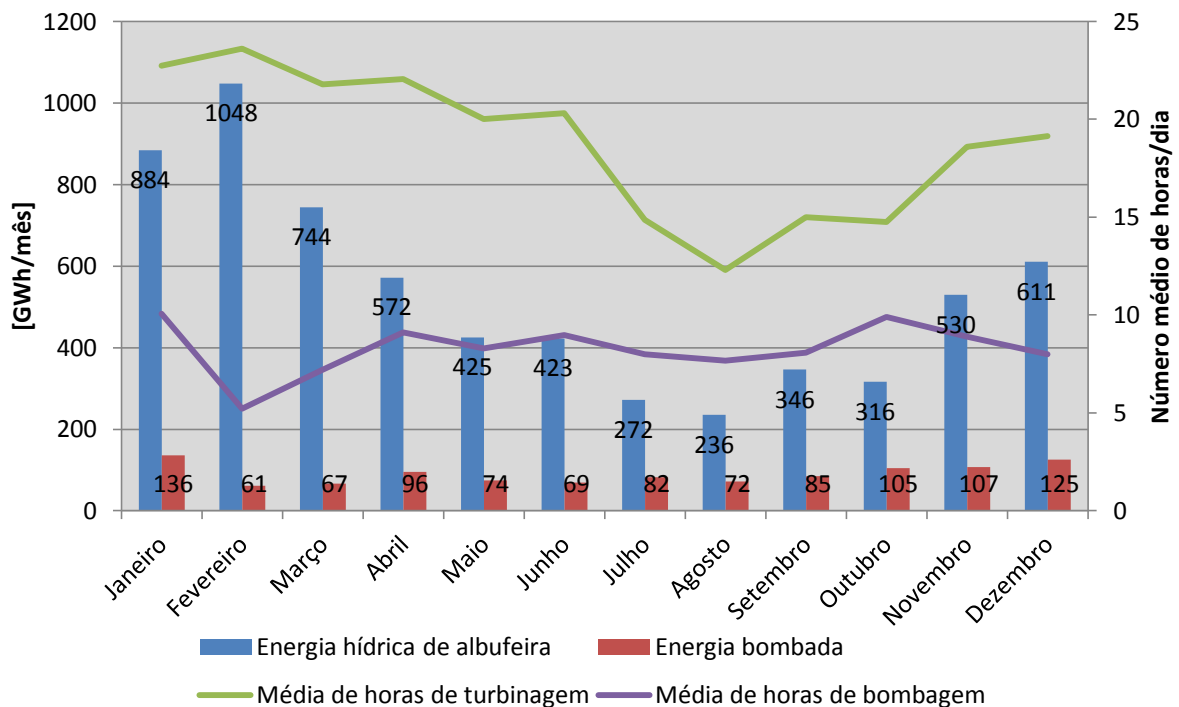


Figura 4.26 – Número de horas em que ocorreu produção e bombagem hidroelétrica vs. Energia produzida e bombada em 2014

Fonte: Adaptado de (REN, 2015).

A média diária do número de horas de produção hidroelétrica em centrais de albufeira foi de 19h, tendo-se registado 8h de média diária na bombagem hidroelétrica.

É possível verificar que o mês de fevereiro obteve 5 horas médias diárias de bombagem, tendo sido o mês que registou a média mais baixa. Para este valor tão baixo, contribuiu o facto de não ter sido efetuada bombagem entre o dia 13 e o final deste mês. Assim sendo este mês foi o que se verificou menos consumos de bombagem hidroelétrica, registando-se 61 GWh. Em contraste os meses de janeiro e outubro registaram o máximo verificado de 10 horas médias de bombagem hidroelétrica, tendo sido o mês de janeiro com 136 GWh que registou um maior consumo de bombagem neste ano.

Relativamente à produção de energia hidroelétrica em centrais com albufeira verificou-se o máximo produzido de 1048 GWh e 24 horas de média em fevereiro, contrastando com a baixa

bombagem. A média de produção hidroelétrica mais baixa foi de 12 horas registada em agosto correspondendo a 236 GWh produzidos.

5. Conclusões

5.1. Síntese dos resultados

Este estudo teve como objetivo principal analisar o uso da bombagem hidroelétrica em Portugal, através da análise à capacidade de bombagem instalada e prevista, assim como analisar as capacidades atuais de interligação elétrica entre Portugal e Espanha, dada a estreita ligação entre a bombagem e a importação/exportação de energia elétrica.

A realização deste estudo permitiu concluir que existe um excesso de capacidade de bombagem instalada atualmente no país. Esta conclusão teve por base um conjunto de factos verificados, desde logo quando comparada a potência total instalada com as potências máximas mensais, tendo sido evidente o grande distanciamento entre as duas curvas, registando-se uma utilização de 71% da potência total instalada em média. Mais evidente foi quando se comparou a potência de bombagem total instalada com a média das pontas mensais, verificando-se apenas uma utilização de 44% da potência total em média.

Na análise ao número de dias em que cada central hidroelétrica não efetuou bombagem, concluiu-se que existem centrais que não estão a explorar esta capacidade na maior parte do tempo, principalmente as centrais de Vilarinho das Furnas e Alto Rabagão.

Também ficou demonstrado que em termos de receita financeira, resultante da compra e venda de energia no mercado diário, a bombagem em 2014 apresentou uma rentabilidade marginal nos dois cenários elaborados. No primeiro cenário considerando um rendimento de todo o ciclo de bombagem de 75%, a bombagem hidroelétrica representou uma despesa de cerca de 57 k€ resultante da baixa diferença entre os preços médios nas horas de produção e dos preços médios nas horas de bombagem. No segundo cenário considerando um rendimento de 80% e com preços de venda de energia produzida superiores aos do cenário 1, a receita líquida foi de cerca de 5 M€, que parece muito baixa considerando os movimentos de cerca de 40 M€ na compra e venda de energia. Há a considerar ainda o facto de neste valor não estarem incluídos os custos de manutenção.

Na comparação e correlação dos consumos de bombagem com a precipitação, energia eólica e importação/exportação de energia elétrica, verificou-se que todos estes fatores estão associados aos consumos de bombagem, embora em níveis diferentes. A precipitação influencia os consumos de bombagem, na medida em que estes são menores nos períodos em que se regista uma precipitação bastante elevada. Como esperado, a correlação entre a energia eólica e a bombagem efetuada foi também favorável, com um coeficiente de correlação de Pearson de 0,50, o que significa que a correlação não é estreita, existindo outras causas que fazem variar a bombagem. Nos períodos em que se registou uma maior precipitação, ocorreram menores

consumos de bombagem e consequentemente maiores exportações de energia elétrica, e os períodos de maior importação foram acompanhadas com elevados consumos de bombagem.

A qualidade das interligações também foi alvo de análise, através da contagem do número de horas em cada nível percentual da utilização da capacidade instalada. No sentido Portugal – Espanha a capacidade de interligação foi utilizada abaixo dos 10% em 5694 horas, o que corresponde a 237 dias. Acima dos 90% da capacidade de interligação foi usada 438 horas, equivalente a 18 dias. No sentido Espanha – Portugal a capacidade de interligação foi utilizada abaixo dos 10% em 4292 horas, o que corresponde a 179 dias. Acima dos 90% da capacidade de interligação foi usada 175 horas, equivalente a 7 dias. Concluindo-se que as limitações estruturais na rede, gerando capacidade de interligação insuficiente e consequentemente congestionamentos, foram reduzidas.

Este facto também é comprovado através da diferença de preços de mercado entre os dois países, tendo-se registado em 94% do ano de 2014 preços iguais, sinal de que não houve restrições nas interligações e mesmo nas horas em que houve uma diferença de preços, este foi muito reduzido e maioritariamente nos primeiros três meses do ano antes da entrada em serviço da última interligação. Conclui-se que nas atuais condições de mercado a adição de nova capacidade de interligação não se justifica, a menos que haja uma grande capacidade de exportação a baixo custo, já tendo sido ultrapassada a meta na capacidade de interligação para 2030 dos 15% do total da potência instalada.

5.2. Desenvolvimentos futuros

No decorrer da presente dissertação foram identificados dois aspetos que poderão ser explorados em trabalhos futuros.

As análises efetuadas neste trabalho tiveram em conta apenas as potências totais instaladas de cada parque electroprodutor. Será interessante em trabalhos futuros averiguar qual a percentagem das potências totais instaladas que estão efetivamente disponíveis e averiguar de que modo é que estas variam.

Um outro aspeto que também seria interessante averiguar na sequência desta dissertação, era se existem subsídios para a realização da bombagem hidroelétrica. Esta questão coloca-se na medida em que se verificou uma receita nula resultante do processo de bombagem no ano de 2014 no primeiro cenário e uma receita baixa no segundo cenário. Assim, seria útil compreender se existe algum incentivo “extra” à realização da bombagem para além da venda de energia resultante do processo do ciclo de bombagem.

Referências bibliográficas

- APA. (s.d.). *Planos Específicos de Gestão de Águas*. Obtido em 28 de Julho de 2015, de Agência Portuguesa do Ambiente: <http://www.apambiente.pt/?ref=16&subref=7&sub2ref=9&sub3ref=835>
- APREN. (5 de Março de 2015). *Produção eólica demonstra a sua estabilidade no início de 2015*. Obtido em 21 de Maio de 2015, de APREN: http://www.apren.pt/fotos/editor2/20150305_eolica_demonstra_a_sua_estabilidade_no_inicio_de_2015.pdf
- CMVM/ERSE/CNVM/CNE. (2009). *DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL*. Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Comisión Nacional del Mercado de Valores, Comisión Nacional de Energía.
- Comissão Europeia. (4 de Março de 2015). Declaração de Madrid. *Cimeira para as Interconexões energéticas Espanha-França-Portugal Comissão Europeia - BEI*.
- Comissão Europeia. (2 de Fevereiro de 2015). Pacote Relativo à União da Energia. *Alcançar o objetivo de 10 % de interligação elétrica - Preparar a rede elétrica europeia para 2020*.
- Conselho Europeu. (24 de Outubro de 2014). Conclusões sobre o Quadro de Ação relativo ao Clima e à Energia para 2030.
- DGEG. (2015). *Balanço energético sintético 2014*. Obtido em 23 de Julho de 2015, de http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/dgeg_balanco_sintetico_2014_1436461747.pdf
- DGEG. (2015). *Renováveis - Estatísticas Rápidas*. Obtido em 13 de Agosto de 2015, de DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia: <http://www.dgeg.pt/>
- EDP. (s.d.). *Banco de Imagens*. Obtido em 2015 de Agosto de 15, de Energias de Portugal : <https://www.edp.pt/pt/media/bancodeimagens/Pages/BancodeImagens.aspx?ImageSubCategoryTitle=Hidroel%C3%A9ctricas>
- EDP. (s.d.). *Sistema Eléctrico Português*. Obtido em 2 de Julho de 2015, de Eléctricidade de Portugal: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>
- ERSE. (2009). *Mercado a Prazo*. Obtido em 15 de Junho de 2015, de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>

- ERSE. (2009). *Mercado Diário*. Obtido em 15 de Junho de 2015, de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>
- ERSE. (2007). *Metodologia dos Estudos para a Determinação da capacidade de Interligação para fins comerciais*. Obtido em 10 de Agosto de 2015, de <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Documents/Metodologia%20dos%20estudos%20para%20determina%C3%A7%C3%A3o%20da%20capacidade%20de%20interliga%C3%A7%C3%A3o%20para%20fins%20comerciais.pdf>
- GALP. (9 de Junho de 2011). *O negócio da eletricidade em Portugal*. Obtido em 18 de Agosto de 2015, de Galp Energia : <http://www.galpenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-electricidade-em-Portugal.aspx>
- GEOTA. (Julho de 2015). *O Programa Nacional de Barragens: desastre económico, social e ambiental*. Obtido em 10 de Agosto de 2015, de Rios Livres: http://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/MemoPNBEPH_Jul2015.pdf
- GEOTA. (23 de Abril de 2015). *Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)*. Obtido em 10 de Agosto de 2015a, de Rios Livres: <http://rioslivresgeota.org/programa-nacional-de-barragens-com-elevado-potencial-hidroelectrico-pnbeph/>
- GWEC. (2 de Fevereiro de 2015). *Global Wind Statistics*. Obtido em 20 de Agosto de 2015, de Global Wind Energy Council : http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/02/GWEC_GlobalWindStats2014_FINAL_10.2.2015.pdf
- Hydroworld. (7 de Janeiro de 2011). *Renaissance for Pumped Storage in Europe*. Obtido em 7 de Agosto de 2015, de Hydroworld: <http://www.hydroworld.com/articles/print/volume-19/issue-3/articles/new-development/renaissance-for-pumped-storage-in-europe.html>
- INAG/DGEG/REN. (2007). *Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)*. Instituto da Água, Direção Geral de Energia e Geologia, Redes Energéticas Nacionais.
- IPMA. (2015). *Boletins Climatológicos*. Obtido em 23 de Maio de 2015, de Instituto Português do Mar e da Atmosfera: <http://www.ipma.pt/pt/publicacoes/boletins.jsp?cmbDep=cli&cmbTema=pcl&idDep=cli&idTema=pcl&curAno=-1>
- Meireles, P. V., Santos, F. T., Carvalho, L., Gregório, F., Alvarenga, A., Escária, S., et al. (Abril de 2015). *Compromisso para o CRESCIMENTO VERDE*. Obtido em 2015 de Julho de

- 2015, de Crescimento Verde: http://www.crescimentoverde.gov.pt/wp-content/uploads/2014/10/CrescimentoVerde_dig.pdf
- Melo, J. J. (Maio de 2015). *Chegou o novo paradigma energético*. Obtido em 10 de Agosto de 2015, de Ambiente Online: <http://www.ambienteonline.pt/canal/detalhe/opinia-o-joao-joanaz-de-melo-chegou-o-novo-paradigma-energetico>
- Melo, J. J., & Rodrigues, A. C. (s.d.). *O PNBEPH numa perspectiva de avaliação estratégica, política energética e gestão da água*. Obtido em 10 de Agosto de 2015, de <http://www.apai.org.pt/m1/12901609272010cnaipnbephjjmacr.pdf>
- MIBEL. (2015). *MIBEL*. Obtido em 14 de Junho de 2015, de Mercado Ibérico da Energia Eléctrica: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relnu=9&relcategoria=1026&idpag=67>
- Miranda, P. M., Valente, M. A., Tomé, A. R., Trigo, R., Coelho, M. F., Aguiar, A., et al. (2006). O clima de Portugal nos séculos XX e XXI. In SIAM, *Mudança Climática em Portugal. Cenários, Impactes e Medidas de Mitigação* (pp. 45-113). Lisboa: Gradiva.
- Müller, U., Marclay, R., Dunn, J., Hohberg, J.-M., & Hase, M. (2013). *The Linth-Limmern hydro- power plant – Design and construction of a large pumped storage scheme*. Obtido em 20 de Agosto de 2015, de http://www.tunnel.ethz.ch/events/hs2013_hohberg_1
- MWH. (2009). *Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest*. Obtido em 20 de Agosto de 2015, de <http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>
- OMIE. (2015). *Mercado Intradiário*. Obtido em 15 de Agosto de 2015, de Operador do Mercado Ibérico de Energia Pólo Espanhol: <http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in>
- OMIE. (s.d.). *Resultados de Mercado*. Obtido em 15 de Junho de 2015, de Operador do Mercado Ibérico de Energia Pólo Espanhol: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- OMIP. (2015). *MIBEL*. Obtido em 14 de Junho de 2015, de Operador do Mercado Ibérico de Energia Pólo Português: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>
- Portal Energia. (6 de Junho de 2009). *Funcionamento da energia hidrica e Barragens Hidroelectricas*. Obtido em 1 de Junho de 2015, de Portal Energia: <http://www.portal-energia.com/funcionamento-da-energia-hidrica-barragens-hidroelectricas/>
- Poyry Energy. *Limberg II - Balancing and Backup Power Plant*. http://www.poyry.at/sites/www.poyry.at/files/limberg_ii-austria.pdf

- REN. (Dezembro de 2014). *Capacidades Indicativas de Interligação para Fins comerciais para o ano de 2015*. Obtido em 23 de Maio de 2015, de <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Interlig/Previsao/BibRelAno/Cap2015.pdf>
- REN. (Março de 2015). *Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede*. Obtido em 23 de Maio de 2015, de <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20da%20RNT%2031-12-2014.pdf>
- REN. (2015). *Centro de Informação*. Obtido em 20 de Janeiro de 2015, de Redes Energéticas Nacionais: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt>
- REN. (2002). *Hidroelétricidade em Portugal - Memoria e desafio*. Lisboa: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
- REN. (30 de Abril de 2012). Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN. *Período 2013-2030*.
- REN. (Julho de 2011). PDIRT. *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade 2012-2017 (2022)*.
- REN. (2015). *Sistema de Informação de Mercados de Energia*. Obtido em 20 de Abril de 2015, de Redes Energéticas Nacionais: <http://www.mercado.ren.pt/PT/ELECTR/INFOMERCADO/Paginas/default.aspx>
- Verbund. (2015). *Riedl Energy Storage Plant*. Obtido em 7 de Agosto de 2015, de Verbund: <http://www.verbund.com/pp/en/pumped-storage-power-plant/riedl>
- Yang, C.-J. (s.d.). *Pumped Hydroelectric Storage*. Obtido em 1 de Agosto de 2015, de www.people.duke.edu/~cy42/PHS.pdf
- Yang, C.-J., & Jackson, R. B. (2015). Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 839-844.

Anexo

Consumos por fonte entre 2007 e 2014

[GWh]	Jan-07	Fev-07	Mar-07	Abr-07	Mai-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Set-07	Out-07	Nov-07	Dez-07
Fios de Água	473	793	988	502	693	512	398	322	258	410	325	278
Albufeiras	561	458	406	210	194	218	296	175	216	218	199	135
EDP / SENV	34	58	57	14	14	18	0	0	0	0	0	0
EDIA	20	6	16	13	21	13	0	0	0	0	0	0
Total Hídrica Regime Ordinário	1088	1316	1467	740	922	761	694	497	473	628	524	413
Ribatejo	596	260	246	512	444	536	704	664	617	409	505	543
Carregado	68	33	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	33	69
Barreiro	20	12	8	4	8	8	9	9	9	8	5	13
Setúbal	337	118	-1	-1	4	0	22	-1	0	7	168	308
Sines	867	743	792	415	443	421	625	836	833	649	574	850
Tunes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	229	141	147	381	424	399	391	176	193	325	394	415
T. Outeiro C.C.	526	177	106	490	381	487	368	190	315	489	486	441
Lares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego C.C.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Térmica Regime Ordinário	2644	1483	1298	1801	1707	1849	2118	1872	1965	1886	2165	2639
TOTAL PRODUÇÃO LÍQUIDA	3732	2799	2765	2540	2628	2610	2812	2368	2438	2514	2689	3052
Importação (Comercial)	760	636	681	889	767	762	605	715	842	887	760	784
Exportação (Comercial)	509	195	179	287	162	252	4	1	0	0	0	2
SALDO IMPORTADOR	250	441	499	602	605	508	601	712	843	887	759	781
Hidráulica	108	153	152	71	59	56	26	16	13	18	12	13
Térmica	463	449	500	447	439	437	444	452	430	482	445	448
Eólica	249	394	434	234	321	291	348	383	281	269	388	421
Fotovoltaica	0	1	2	2	2	2	3	3	2	2	1	1
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRODUÇÃO REGIME ESPECIAL	820	996	1087	753	821	786	821	854	726	771	846	883
<i>PRE Renovável</i>	<i>494</i>	<i>680</i>	<i>734</i>	<i>443</i>	<i>518</i>	<i>485</i>	<i>505</i>	<i>547</i>	<i>424</i>	<i>436</i>	<i>542</i>	<i>578</i>
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	40	59	61	26	41	21	51	33	28	62	75	43
CONSUMO	4762	4177	4290	3869	4013	3882	4183	3900	3979	4110	4220	4673
Consumo Mercado Liberalizado	426	374	441	495	606	572	648	534	464	469	461	487
Consumo Mercado Regulado	4336	3803	3850	3374	3407	3311	3534	3366	3515	3641	3758	4186

Tabela A.1 – Consumos por fonte no ano de 2007.

[GWh]	Jan-08	Fev-08	Mar-08	Abr-08	Mai-08	Jun-08	Jul-08	Ago-08	Set-08	Out-08	Nov-08	Dez-08
Fios de Água	286	202	174	591	669	599	282	148	222	187	137	395
Albufeiras	291	166	117	209	198	200	273	244	229	217	154	252
Total Hídrica Regime Ordinário	577	368	291	800	866	799	555	393	450	404	292	646
Ribatejo	800	631	667	523	664	610	727	624	648	484	496	606
Carregado	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	10	42
Barreiro	9	8	8	8	9	6	4	8	4	4	3	7
Setúbal	43	3	1	93	-1	2	24	6	2	34	234	243
Sines	838	798	595	160	279	151	490	540	694	831	823	726
Tunes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	399	334	243	124	24	292	381	299	327	358	356	359
T. Outeiro C.C.	483	414	376	328	537	579	634	571	532	333	255	51
Lares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego C.C.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Térmica Regime Ordinário	2570	2187	1888	1235	1511	1638	2258	2048	2206	2043	2178	2034
TOTAL PRODUÇÃO LÍQUIDA	3147	2555	2179	2035	2378	2437	2813	2441	2656	2447	2469	2680
Importação (Comercial)	720	785	1042	900	774	785	735	610	648	773	880	828
Exportação (Comercial)	6	7	0	1	0	3	2	4	8	1	1	7
SALDO IMPORTADOR	714	776	1041	898	774	784	729	606	641	770	877	820
Hidráulica	87	56	50	150	115	67	22	11	11	11	14	67
Térmica	459	396	442	446	432	405	448	429	433	425	415	448
Eólica	418	480	622	561	336	334	368	447	282	506	584	756
Fotovoltaica	1	1	3	3	3	4	4	4	3	2	2	2
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRODUÇÃO REGIME ESPECIAL	965	934	1117	1160	886	810	842	891	729	944	1015	1272
<i>PRE Renovável</i>	<i>644</i>	<i>657</i>	<i>821</i>	<i>859</i>	<i>601</i>	<i>542</i>	<i>540</i>	<i>603</i>	<i>420</i>	<i>630</i>	<i>731</i>	<i>971</i>
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	106	93	56	38	36	50	44	32	26	48	50	61
CONSUMO	4720	4172	4282	4055	4002	3981	4341	3906	4001	4113	4311	4712
Consumo Mercado Liberalizado	318	138	126	107	97	87	82	71	68	48	70	83
Consumo Mercado Regulado	4403	4034	4155	3947	3904	3894	4259	3835	3933	4066	4241	4629

Tabela A.2 – Consumos por fonte no ano de 2008.

[GWh]	Jan-09	Fev-09	Mar-09	Abr-09	Mai-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Set-09	Out-09	Nov-09	Dez-09
Fios de Água	535	912	515	336	320	234	219	183	189	224	286	673
Albufeiras	354	513	237	154	157	155	150	206	244	223	322	554
Total Hídrica Regime Ordinário	889	1425	752	490	476	389	369	389	433	447	608	1227
Ribatejo	451	381	455	635	690	582	546	542	570	439	262	265
Carregado	2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	3
Barreiro	9	8	9	8	9	9	9	9	9	9	8	26
Setúbal	185	2	-1	1	-1	1	-1	-1	0	-1	0	0
Sines	713	670	823	765	790	824	763	788	804	809	528	589
Tunes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	334	240	322	153	120	220	267	287	292	296	266	276
T. Outeiro C.C.	490	233	314	239	359	474	598	505	517	414	279	347
Lares	0	0	0	0	0	2	24	145	232	135	147	191
Pego C.C.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Térmica Regime Ordinário	2183	1533	1920	1801	1967	2110	2206	2274	2424	2100	1490	1699
TOTAL PRODUÇÃO LÍQUIDA	3073	2958	2672	2291	2444	2499	2575	2663	2857	2547	2098	2926
Importação (Comercial)	636	246	379	618	553	606	609	475	375	471	482	166
Exportação (Comercial)	41	110	116	20	17	5	11	93	72	41	29	271
SALDO IMPORTADOR	592	137	263	594	538	598	597	381	303	429	452	-107
Hidráulica	116	164	92	56	37	29	15	10	7	20	93	187
Térmica	457	429	475	426	452	458	507	500	534	576	571	579
Eólica	685	455	598	536	512	386	570	478	435	642	1029	1166
Fotovoltaica	3	8	12	12	16	15	19	18	15	14	9	7
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRODUÇÃO REGIME ESPECIAL	1261	1056	1177	1030	1018	888	1112	1007	991	1252	1702	1939
<i>PRE Renovável</i>	<i>947</i>	<i>745</i>	<i>844</i>	<i>732</i>	<i>720</i>	<i>588</i>	<i>765</i>	<i>681</i>	<i>617</i>	<i>845</i>	<i>1291</i>	<i>1528</i>
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	61	44	42	80	94	78	100	81	86	100	71	91
CONSUMO	4865	4106	4069	3836	3906	3908	4184	3970	4064	4128	4181	4667
Consumo Mercado Liberalizado	105	145	297	438	586	739	909	957	1082	1152	1282	1277
Consumo Mercado Regulado	4760	3962	3772	3398	3319	3169	3275	3013	2982	2977	2899	3390

Tabela A.3 – Consumos por fonte no ano de 2009.

[GWh]	Jan-10	Fev-10	Mar-10	Abr-10	Mai-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Set-10	Out-10	Nov-10	Jan-10
Fios de Água	1296	942	1165	1081	845	593	403	238	259	301	393	1296
Albufeiras	1054	768	932	728	558	315	314	203	231	225	481	1054
Total Hídrica Regime Ordinário	2350	1710	2098	1809	1403	908	716	441	490	526	874	2350
Ribatejo	300	234	255	71	157	166	327	242	389	345	385	300
Carregado	3	2	-1	-1	0	-1	3	0	3	-1	19	3
Barreiro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Setúbal	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	10	1
Sines	440	242	73	152	192	408	334	562	796	524	513	440
Tunes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	64	46	1	5	5	50	295	350	262	178	164	64
T. Outeiro C.C.	160	257	344	343	518	485	586	602	532	429	416	160
Lares	107	176	25	187	370	369	379	209	79	-1	31	107
Pego C.C.	0	0	0	0	0	0	0	21	87	165	120	0
Total Térmica Regime Ordinário	1075	956	697	758	1240	1476	1924	1986	2147	1639	1658	1075
TOTAL PRODUÇÃO LÍQUIDA	3425	2666	2794	2566	2644	2384	2640	2427	2637	2165	2532	3425
Importação (Comercial)	116	258	208	150	214	486	610	638	552	644	359	116
Exportação (Comercial)	380	175	175	103	149	72	23	8	24	14	120	380
SALDO IMPORTADOR	-263	81	32	46	64	415	586	628	529	630	239	-263
Hidráulica	223	180	228	179	99	51	25	14	18	44	124	223
Térmica	575	547	621	602	571	611	616	641	627	612	630	575
Eólica	975	983	915	616	703	549	585	543	386	727	897	975
Fotovoltaica	8	9	14	19	23	23	26	24	20	17	12	8
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRODUÇÃO REGIME ESPECIAL	1781	1718	1778	1417	1396	1234	1252	1222	1051	1400	1662	1781
<i>PRE Renovável</i>	<i>1363</i>	<i>1331</i>	<i>1341</i>	<i>1012</i>	<i>1018</i>	<i>821</i>	<i>830</i>	<i>787</i>	<i>617</i>	<i>997</i>	<i>1232</i>	<i>1363</i>
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	23	36	34	36	35	26	22	53	50	85	83	23
CONSUMO	4920	4430	4570	3993	4068	4006	4456	4224	4167	4110	4350	4920
Consumo Mercado Liberalizado	1272	1240	1512	1445	1545	1577	1634	1522	1620	1580	1591	1272
Consumo Mercado Regulado	3648	3190	3058	2548	2523	2429	2822	2702	2547	2530	2759	3648

Tabela A.4 – Consumos por fonte no ano de 2010.

[GWh]	Jan-11	Fev-11	Mar-11	Abr-11	Mai-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Set-11	Out-11	Nov-11	Dez-11
Fios de Água	1219	784	917	813	585	248	173	171	315	354	567	465
Albufeiras	870	506	459	300	320	294	238	243	196	233	278	259
Total Hídrica Regime Ordinário	2089	1290	1376	1113	905	542	411	414	512	588	845	725
Ribatejo	246	198	128	76	9	127	55	87	40	84	36	14
Carregado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Barreiro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Setúbal	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	0	-1	0	-1	-1
Sines	143	485	271	76	603	690	750	806	802	753	712	788
Tunes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	39	111	6	14	155	239	272	332	284	279	229	289
T. Outeiro C.C.	338	329	322	306	441	467	482	492	453	291	331	382
Lares	174	311	409	310	438	224	212	221	194	195	99	185
Pego C.C.	83	245	204	81	393	21	44	127	263	122	27	1
Total Térmica Regime Ordinário	1023	1678	1339	861	2037	1769	1814	2065	2035	1724	1433	1657
TOTAL PRODUÇÃO LÍQUIDA	3112	2967	2714	1974	2942	2311	2225	2479	2547	2312	2278	2382
Importação (Comercial)	265	132	294	542	220	410	478	374	509	401	314	508
Exportação (Comercial)	215	287	284	40	265	79	41	94	64	60	126	80
SALDO IMPORTADOR	51	-156	12	502	-46	330	437	277	448	342	187	429
Hidráulica	212	157	162	105	79	37	22	18	14	23	91	100
Térmica	639	562	687	636	671	640	686	675	666	669	664	703
Eólica	920	809	875	702	464	666	885	581	459	785	972	884
Fotovoltaica	10	15	18	22	26	30	32	28	26	24	15	16
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRODUÇÃO REGIME ESPECIAL	1781	1544	1742	1465	1240	1372	1625	1302	1165	1501	1742	1702
<i>PRE Renovável</i>	1362	1158	1272	1040	789	944	1168	850	718	1057	1296	1227
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	33	28	36	54	41	43	65	57	82	87	97	114
CONSUMO	4911	4328	4431	3887	4095	3971	4222	4001	4078	4068	4109	4399
Consumo Mercado Liberalizado	1785	1704	1981	1846	2014	1948	2057	1852	2035	1991	1952	1884
Consumo Mercado Regulado	3126	2624	2450	2041	2081	2023	2166	2150	2042	2076	2157	2514

Tabela A.5 – Consumos por fonte no ano de 2011.

[GWh]	Jan-12	Fev-12	Mar-12	Abr-12	Mai-12	Jun-12	Jul-12	Ago-12	Set-12	Out-12	Nov-12	Dez-12
Fios de Água	220	152	250	222	335	257	158	153	119	255	475	453
Albufeiras	220	175	153	156	260	165	156	154	188	262	412	475
Total Hídrica Regime Ordinário	440	327	404	377	595	421	314	307	308	517	887	928
Ribatejo	16	76	72	22	-2	-1	-1	-1	-1	10	17	22
Carregado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Barreiro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Setúbal	-1	4	-1	-1	-1	0	-1	-1	3	-1	-1	-1
Sines	781	779	793	514	677	787	846	814	680	613	699	665
Tunes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	312	301	290	241	270	337	356	337	323	271	244	207
T. Outeiro C.C.	388	201	219	122	110	137	324	389	353	148	133	78
Lares	170	125	58	43	50	84	154	173	192	130	33	67
Pego C.C.	362	337	70	24	12	66	93	120	149	143	81	74
Total Térmica Regime Ordinário	2028	1822	1501	966	1116	1409	1772	1831	1701	1314	1206	1112
TOTAL PRODUÇÃO LÍQUIDA	2468	2149	1905	1343	1711	1830	2086	2138	2008	1831	2092	2040
Importação (Comercial)	874	727	820	819	767	688	666	488	639	862	321	627
Exportação (Comercial)	12	28	25	18	20	7	10	30	22	40	157	33
SALDO IMPORTADOR	860	700	795	801	747	681	657	456	618	821	162	595
Hidráulica	56	27	21	54	126	43	19	13	11	27	78	146
Térmica	660	655	685	644	662	639	677	665	631	695	660	688
Eólica	651	901	796	1093	777	724	764	660	729	686	1200	1028
Fotovoltaica	21	28	29	23	33	36	43	41	34	29	19	19
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRODUÇÃO REGIME ESPECIAL	1388	1611	1532	1814	1598	1442	1503	1380	1405	1438	1958	1881
<i>PRE Renovável</i>	<i>937</i>	<i>1169</i>	<i>1070</i>	<i>1395</i>	<i>1149</i>	<i>1010</i>	<i>1050</i>	<i>942</i>	<i>982</i>	<i>973</i>	<i>1514</i>	<i>1428</i>
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	78	84	128	133	88	101	121	101	103	122	137	191
CONSUMO	4638	4376	4104	3825	3968	3852	4125	3873	3928	3968	4075	4325
Consumo Mercado Liberalizado	2135	2103	2127	2003	2173	2138	2311	2089	2236	2296	2285	2293
Consumo Mercado Regulado	2503	2273	1976	1822	1795	1714	1814	1785	1692	1672	1790	2032

Tabela A.6 – Consumos por fonte no ano de 2012.

[GWh]	Jan-13	Fev-13	Mar-13	Abr-13	Mai-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Set-13	Out-13	Nov-13	Dez-13
Fios de Água	636	706	1075	1193	623	384	243	305	351	492	502	465
Albufeiras	689	610	932	855	450	412	393	272	367	378	523	447
Total Hídrica Regime Ordinário	1325	1316	2007	2048	1073	796	636	577	719	871	1024	912
Ribatejo	46	20	8	3	1	2	29	4	4	0	9	95
Carregado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Barreiro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sines	723	668	356	289	678	761	788	873	709	634	739	724
Tunes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	269	237	75	66	344	278	299	376	350	350	156	212
T. Outeiro C.C.	117	81	33	20	20	68	45	9	30	34	40	106
Lares	53	11	-1	-1	-1	9	178	85	80	9	-1	137
Pego C.C.	55	-1	-1	-1	-1	-1	55	-1	-1	-1	-1	19
Total Térmica Regime Ordinário	1261	1017	470	375	1041	1116	1395	1346	1173	1027	941	1292
TOTAL PRODUÇÃO LÍQUIDA	2586	2333	2477	2423	2114	1912	2031	1923	1891	1898	1966	2204
Importação (Comercial)	211	151	37	36	320	502	1092	679	754	648	343	456
Exportação (Comercial)	256	249	657	558	167	65	1	20	46	118	172	139
SALDO IMPORTADOR	-45	-99	-620	-525	150	440	1092	658	707	530	171	317
Hidráulica	195	192	236	215	100	47	24	20	19	81	104	103
Térmica	701	713	753	710	705	677	691	703	702	727	719	746
Eólica	1184	1028	1544	1061	833	786	479	723	729	874	1272	1236
Fotovoltaica	19	27	26	41	47	47	50	52	42	34	31	27
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRODUÇÃO REGIME ESPECIAL	2099	1960	2558	2027	1685	1557	1244	1497	1492	1717	2126	2112
<i>PRE Renovável</i>	<i>1625</i>	<i>1457</i>	<i>2038</i>	<i>1539</i>	<i>1212</i>	<i>1104</i>	<i>760</i>	<i>1015</i>	<i>1019</i>	<i>1219</i>	<i>1632</i>	<i>1602</i>
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	163	150	110	69	73	122	104	134	133	128	131	142
CONSUMO	4477	4045	4305	3855	3876	3788	4263	3943	3958	4016	4132	4491
Consumo Mercado Liberalizado	2529	2404	2639	2513	2633	2606	2982	2607	2822	2870	2829	2942
Consumo Mercado Regulado	1947	164	1666	1342	1243	1181	1280	1337	1136	1147	1303	1549

Tabela A.7 – Consumos por fonte no ano de 2013.

[GWh]	Jan-14	Fev-14	Mar-14	Abr-14	Mai-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	Set-14	Out-14	Nov-14	Dez-14
Fios de Água	1279	1212	1266	1309	343	310	274	263	356	429	543	672
Albufeiras	884	1048	744	572	425	423	272	236	346	316	530	611
Total Hídrica Regime Ordinário	2163	2260	2010	1880	768	733	546	500	702	745	1073	1283
Ribatejo	16	10	2	7	-1	15	20	16	78	9	22	35
Carregado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Barreiro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sines	570	213	480	361	798	820	868	874	804	809	763	769
Tunes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	121	39	105	71	156	330	368	341	381	349	325	350
T. Outeiro C.C.	27	47	13	9	3	105	118	91	172	122	110	86
Lares	-2	5	5	-1	3	2	65	41	114	13	28	5
Pego C.C.	-1	-1	-1	-1	0	-1	-1	-1	1	-1	1	-1
Total Térmica Regime Ordinário	731	313	605	446	959	1271	1439	1362	1552	1301	1249	1245
TOTAL PRODUÇÃO LÍQUIDA	2894	2573	2615	2326	1727	2004	1985	1862	2254	2046	2322	2528
Importação (Comercial)	22	32	90	236	457	491	718	547	566	490	137	297
Exportação (Comercial)	795	696	588	215	72	47	13	28	62	83	392	194
SALDO IMPORTADOR	-773	-664	-497	22	387	444	706	518	505	408	-257	104
Hidráulica	246	227	198	171	88	50	30	21	31	107	192	147
Térmica	690	631	698	637	692	644	687	669	651	638	625	685
Eólica	1633	1456	1158	715	1011	682	722	765	528	878	1227	1039
Fotovoltaica	22	26	44	48	64	64	74	78	55	46	28	40
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRODUÇÃO REGIME ESPECIAL	2591	2340	2098	1570	1855	1440	1513	1532	1265	1669	2072	1911
<i>PRE Renovável</i>	2125	1894	1628	1155	1402	1016	1058	1107	845	1250	1663	1462
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	136	61	67	96	74	69	82	72	85	105	107	125
CONSUMO	4575	4188	4149	3822	3894	3819	4123	3839	3938	4017	4003	4418
Consumo Mercado Liberalizado	3174	2979	3066	2907	3044	3010	3237	3017	3151	3228	3223	3448
Consumo Mercado Regulado	1402	1209	1083	916	850	809	886	823	788	789	808	970

Tabela A.8 – Consumos por fonte no ano de 2014.